

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Análise da viabilidade económica do armazenamento de energia em autoprodução

João Miguel de Meira da Silva Carvalho

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor Fernando Maciel Barbosa

25 de Junho de 2018

Resumo

O consumo cada vez maior de energia, a escassez de recursos fósseis e o aquecimento global causado pelas emissões de gases de efeito estufa conduziram a uma forte aposta em fontes de energia diferentes das convencionais para atender às necessidades energéticas. Neste contexto, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é uma das soluções mais promissoras adotada por muitos países para garantir esta transição energética.

Portugal, devido à sua localização geográfica privilegiada, é um dos países com melhores condições para a implementação das energias renováveis, com especial destaque para a energia fotovoltaica, dado a sua maturidade, flexibilidade e fácil instalação. Em 2014, Portugal publicou legislação sobre o autoconsumo, decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro de 2014, incentivando a autoprodução a partir de energias renováveis e, consequentemente, a diminuição na compra de eletricidade à rede.

O autoconsumo é um modelo de produção de energia elétrica descentralizado em que a energia elétrica produzida satisfaz as necessidades do consumidor.

A presente dissertação, analisa a viabilidade económica de sistemas de autoconsumo de energia solar fotovoltaica em edifícios residenciais em Portugal, com a possibilidade de integrar armazenamento de energia.

Os sistemas analisados são baseados em simulações para três perfis de consumo típicos com dois regimes tarifários, em três locais geográficos de Portugal, todos com a mesma potência contratada.

Palavras-Chave: análise económica, autoconsumo, autoprodução, energia, fotovoltaico.

Abstract

An increase in energy consumption as well as the scarcity of fossil resources and global warming due to greenhouse gases emissions resulted in a strong focus on non-conventional energy sources to meet energy needs. In this context, the production of electricity from renewable sources is one of the most promising solutions adopted by many countries to guarantee this energy transition.

Portugal, due to its privileged geographical location, is one of the countries with the best conditions for the implementation of renewable energies, with particular emphasis on photovoltaic energy, given its maturity, flexibility and easy installation. In 2014, Portugal published legislation on self-consumption, decree-law 153/2014, of October 20, 2014, encouraging self-production from renewable energies and, consequently, a decrease in the purchase of electricity from the grid.

Self-consumption is a decentralized model of electric energy production where the electric energy produced satisfies the needs of the consumer.

The present dissertation analyzes the economic viability of self-consumption solar photovoltaic systems in residential buildings in Portugal, with the possibility of integrating energy storage.

The systems analyzed are based on simulations for three typical consumption profiles with two tariff regimes, in three geographic locations in Portugal, all with the same contracted power.

Keywords: economic analysis, energy, photovoltaic, self-consumption, self-production.

Agradecimentos

A realização desta dissertação contou com importantes apoios e incentivos sem os quais não se teria tornado uma realidade e aos quais estarei eternamente grato.

Começo por agradecer ao meu orientador Prof. Doutor Fernando Maciel Barbosa, pela oportunidade e disponibilidade, a partilha do saber e as valiosas contribuições para o trabalho.

Aos meus amigos e companheiros da *Fraternitatem Viananensis*, *Casa Do Benfica de Paranhos*, *Forasteiros*, *Coyote 1996*, *Agarrados* e todos os meus colegas que me acompanharam nesta etapa universitária e que me ajudaram a vivê-la na totalidade. Obrigado por todo o apoio, companheirismo, amizade e momentos inesquecíveis.

Finalmente, expressar a minha eterna e profunda gratidão aos meus pais e irmão, por todo o apoio e encorajamento contínuo ao longo destes anos de estudo. Esta conquista não seria possível sem eles.

A todos o meu sincero obrigado,

João Miguel

“I’ll ride the wave where it takes me.”

Eddie Vedder

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Motivação	1
1.2	Objetivos	5
1.3	Estrutura da Dissertação	6
2	Autoconsumo	7
2.1	Sistemas Autónomos	7
2.2	Sistemas de Autoconsumo Ligados à Rede	8
2.2.1	Sem injeção na rede	9
2.2.2	Com injeção na rede	9
2.3	Benefícios do Autoconsumo	10
2.4	Barreiras e Desafios do Autoconsumo	11
2.5	Conclusões	12
3	Legislação Nacional	13
3.1	Enquadramento Nacional	13
3.2	Atual Legislação	13
3.2.1	Condições de acesso	14
3.2.2	Requisitos para acesso e obtenção do registo e certificado de exploração	15
3.2.3	Direitos e Deveres	15
3.2.4	Procedimentos de Inspeção e Reinspeção	16
3.2.5	Atividade de produção para autoconsumo	17
3.2.6	Atividade de produção para pequena produção	18
3.2.7	Taxas	19
3.2.8	Fiscalização	19
3.3	Conclusões	20
4	Armazenamento de Energia	23
4.1	Tecnologias de Armazenamento	24
4.1.1	Baterias Secundárias (BESS)	24
4.2	Conclusões	27
5	Metodologia e Casos de Estudo	29
5.1	Perfis de Consumo	29
5.2	Tarifas	33
5.3	Perfil de Produção Fotovoltaico	34
5.4	Operação do Sistema	35
5.4.1	Unidade de Armazenamento	36

5.4.2	Algoritmos para o cálculo das grandezas de energia	37
5.5	Análise Energética	39
5.6	Análise Económica	39
5.6.1	Custos	39
5.6.2	Remunerações	40
5.6.3	Indicadores de Rentabilidade	40
5.7	Casos de Estudo	42
5.8	Conclusões	43
6	Análise e Discussão de Resultados	45
6.1	Caso de Estudo 1 – Influência do Regime Tarifário	45
6.2	Caso de Estudo 2 – Influência do Tipo de Consumidor	46
6.3	Caso de Estudo 3 – Influência da Localização Geográfica	47
6.4	Caso de Estudo 4 – Sistemas de Autoconsumo com Armazenamento	49
6.4.1	Análise: Sem Armazenamento Vs. Com Armazenamento	50
6.5	Conclusões	59
7	Conclusões e Trabalho Futuro	61
	Referências	63

Lista de Figuras

1.1	Evolução da capacidade instalada total solar no mundo [4].	2
1.2	Radiação Solar na Europa [7].	3
1.3	Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental [8].	4
1.4	Produção fotovoltaica por regiões em Portugal [8].	4
1.5	Níveis de Radiação Solar em Portugal [10].	5
2.1	Paridade com a rede [12].	7
2.2	Sistema de Autoconsumo Autónomo [16].	8
2.3	Sistema de Autoconsumo Ligado à Rede [16].	9
2.4	Diagrama de um sistema de autoconsumo ligado à rede sem possibilidade de armazenamento [18].	10
2.5	Diagrama de um sistema de autoconsumo ligado à rede com armazenamento [18].	10
3.1	Novos regimes de produção.	14
4.1	Esquema de uma célula de bateria [37]	25
5.1	Perfil de consumo tipo para BTN Classe A [41].	30
5.2	Perfil de consumo tipo para BTN Classe B [41].	30
5.3	Perfil de consumo tipo para BTN Classe C [41].	31
5.4	Perfil de consumo tipo mensal para BTN Classe C [42, 43].	31
5.5	Perfil de consumo tipo semanal para BTN Classe C [42, 43].	32
5.6	Software PVGIS para a obtenção dos dados da irradiação solar [7].	34
5.7	Comparação da produção fotovoltaica entre um dia de Inverno e um dia de Verão em Lisboa.	35
5.8	Esquema representativo quando o sistema carrega a bateria.	36
5.9	Esquema representativo quando o sistema descarrega a bateria.	36
5.10	Evolução do Preço da Eletricidade em Portugal Continental.	41
6.1	Comparação das faturas elétricas entre os dois regimes tarifários.	46
6.2	Curvas de produção fotovoltaica durante o ano para as cidades do Porto, Lisboa e Faro.	48
6.3	Grandezas de energia durante um ano para um sistema de autoconsumo sem armazenamento.	52
6.4	Grandezas de energia durante um ano para um sistema de autoconsumo com armazenamento.	52
6.5	Evolução das grandezas de energia durante o dia 13 de janeiro para um sistema de autoconsumo sem armazenamento.	53

6.6	Evolução das grandezas de energia durante o dia 13 de janeiro para um sistema de autoconsumo com armazenamento.	54
6.7	Evolução das grandezas de energia durante o dia 8 de julho para um sistema de autoconsumo sem armazenamento.	55
6.8	Evolução das grandezas de energia durante o dia 8 de julho para um sistema de autoconsumo com armazenamento.	55

Lista de Tabelas

3.1	Processo de Licenciamento das UPAC e UPP.	15
3.2	Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral $V_{CIEG,t}$, em 2018 [27].	18
3.3	Valores associados ao coeficiente de ponderação K_t	18
3.4	Análise sumária dos principais requisitos exigidos às UPAC[28].	20
3.5	Análise sumária dos principais requisitos exigidos às UPP[28].	20
5.1	Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN [41].	29
5.2	Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) [27].	33
5.3	Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental [44].	34
5.4	Preço dos sistemas de autoconsumo.	40
5.5	Preços do fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário) [48].	40
5.6	Casos de Estudo.	43
6.1	Resultados das simulações para o caso de estudo 1.	45
6.2	Resultados das simulações para o caso de estudo 2.	47
6.3	Resultados das simulações para o caso de estudo 3.	48
6.4	Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo sem armazenamento na cidade do Porto.	49
6.5	Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo com armazenamento na cidade do Porto.	49
6.6	Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo sem armazenamento na cidade de Lisboa.	49
6.8	Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo sem armazenamento na cidade de Faro.	49
6.7	Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo com armazenamento na cidade de Lisboa.	50
6.9	Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo com armazenamento na cidade de Faro.	50
6.10	Valores de Consumo e Autoprodução mensais para um ano.	51
6.11	Valores das faturas elétricas por mês para o sistema sem armazenamento.	56
6.12	Valores das faturas elétricas por mês para o sistema com armazenamento.	56
6.13	Previsões económicas para o sistema sem armazenamento.	57
6.14	Previsões económicas para o sistema com armazenamento.	58
6.15	Indicadores económicos para as duas configurações.	58

Abreviaturas e Símbolos

AC	Autoconsumo
AP	Autoprodução
AS	Autossuficiência
APRE	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CA	Corrente Alternada
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CC	Corrente Contínua
CF	<i>Cash Flow</i>
CIEG	Custo de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DOD	<i>Depth Of Discharge</i>
EDP	Energias de Portugal
EEGO	Entidade Emissora de Garantias de Origem
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GO	Garantias de Origem
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
Li	Lítio
LiFePO ₄	Fosfato de Lítio-Ferro
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
MT	Média Tensão
Ni-Cd	Níquel-Cádmio
NiMH	Níquel Metal-Hidreto
O&M	Operação e Manutenção
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
ORD	Operador da Rede de Distribuição
Pb	Chumbo
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público

SEN	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
SOC	<i>State Of Charge</i>
SRM	Sistema de Registo da Microprodução
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UP	Unidade de Produção
UPP	Unidade de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

A União Europeia (UE), apesar de ser a segunda maior economia mundial, possui poucas reservas energéticas, consome um quinto da energia produzida a nível mundial, sendo que metade desta energia consumida é importada. Esta dependência energética externa tem consequências enormes para a economia europeia, implicando uma perda de riqueza anual superior a 350 mil milhões de euros [1]. Desta forma, a UE traçou uma meta para 2020, que 20% do consumo de energia seja feito a partir de fontes renováveis (e de, pelo menos, 27% em 2030). Com esta medida, a capacidade de produção a partir de fontes renováveis tem crescido de forma exponencial. Entre 2011 e 2016 a capacidade de produção fotovoltaica, em todo o mundo, aumentou em cerca de 260 gigawatts, dos quais 45.2 gigawatts na Europa [2]. Estima-se que em 2017, na Europa, houve um crescimento de 28% em relação a 2016, equivalente a 8.6 gigawatts (6.7 GW em 2016). Em 2016, o declínio do mercado europeu resultou do encerramento do programa de incentivo solar no Reino Unido. Nesse ano, dois países europeus pertenciam aos 10 principais mercados mundiais de energia solar, com o Reino Unido classificado em 4º lugar e a Alemanha em 5º [3]. A figura 1.1 mostra a evolução da capacidade instalada total solar em todo o mundo.

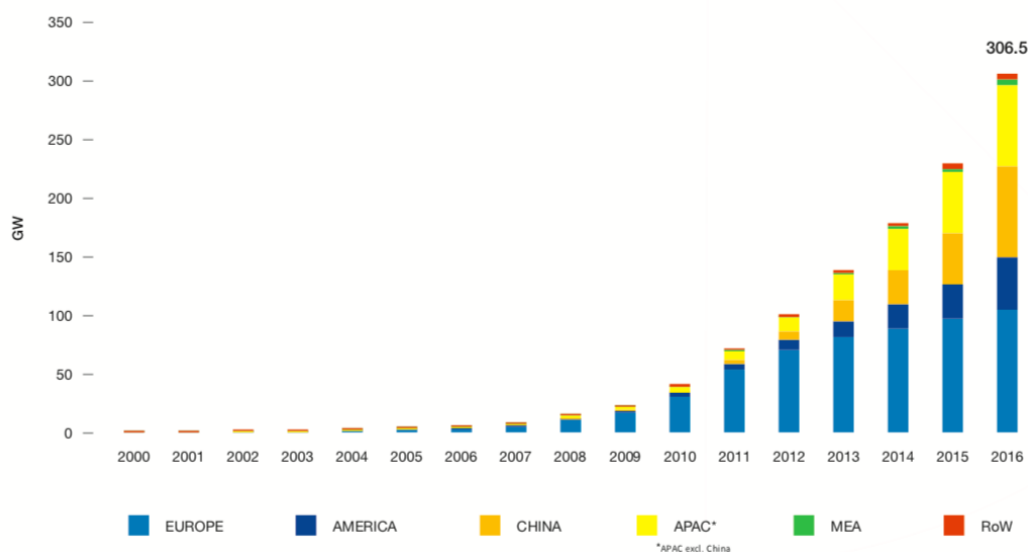


Figura 1.1: Evolução da capacidade instalada total solar no mundo [4].

A produção de energia a partir de fontes renováveis na UE, contribuiu para diminuir as importações de combustíveis fósseis equivalente a um montante de 400 mil milhões de euros por ano. Esta forte aposta no setor das tecnologias "verdes" veio também contribuir para um crescimento na empregabilidade. Em 2011, este setor representava 1,2 milhões de postos de trabalho em toda a UE, e segundo as previsões, estima-se que até 2020 empregue mais 4 milhões de pessoas em todo o setor. As alterações climáticas são também uma forte preocupação, dada a sua grande ameaça ambiental, social e económica. Desta forma a produção de energia a partir de fontes renováveis assume também um importante papel, pois contribuem para a redução das emissões de gases com efeito de estufa. Neste sentido, a UE comprometeu-se em reduzir até 2020, em 20% as emissões de gases com efeitos de estufa, em relação aos níveis registados em 1990 [1].

Concluindo, a eficiência energética e o recurso a fontes de energias renováveis são os caminhos para alcançar estes objetivos propostos pela UE. A meta 20-20-20 – 20% de produção de energia a partir de fontes renováveis, 20% de eficiência energética e uma redução de 20% na emissão de gases com efeitos de estufa até ao ano de 2020 – tem orientado os países europeus em planos estratégicos e políticos no sentido de alcançar estes objetivos.

Apesar da atual situação económica que se vive, Portugal continua a desenvolver e a reformular a sua política energética com vários resultados evidentes. Um maior incentivo à implantação da energia renovável e uma maior preocupação na eficiência energética são exemplos destas novas reformas políticas. Neste sentido, com estas recentes mudanças significativas, tanto económicas como energéticas, foi necessário rever a estratégia energética nacional, surgindo uma nova proposta para integrar o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER). Com esta nova estratégia, resultou um maior incentivo e custos de investimento mais baixos para a utilização de energia proveniente de

fontes renováveis e na adoção de medidas de eficiência energética, também resultaram propostas para reforçar as interconexões com as redes europeias de eletricidade e gás natural de maneira a que os objetivos propostos europeus e nacionais para 2020 sejam cumpridos. Os novos planos nacionais estabeleceram ainda novos objetivos de poupança de energia até 2020, uma redução de 25% do consumo da energia primária e uma redução de 30% do consumo de energia na Administração Pública. No que respeita à utilização da energia proveniente de fontes renováveis, Portugal está comprometido com uma quota de 31% do consumo final bruto de energia e de 10% no setor dos transportes [5].

Dada a inexistência de recursos energéticos de origem fóssil, Portugal é um país extremamente dependente da energia exterior, em termos de energia primária. Segundo os dados facultados pela Eurostat, a média da dependência energética na Europa ronda os 54% e, no caso português, esse valor ascende aos 79%. Deste modo, estes objetivos, estabelecidos de acordo com as metas europeias «20–20–20», pretendem diminuir essa dependência energética e equilibrar o mix energético nacional [6].

Como podemos observar pela Figura 1.2, Portugal tem uma localização geográfica privilegiada para a instalação de painéis fotovoltaicos devido aos elevados índices de radiação solar a que está sujeito.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

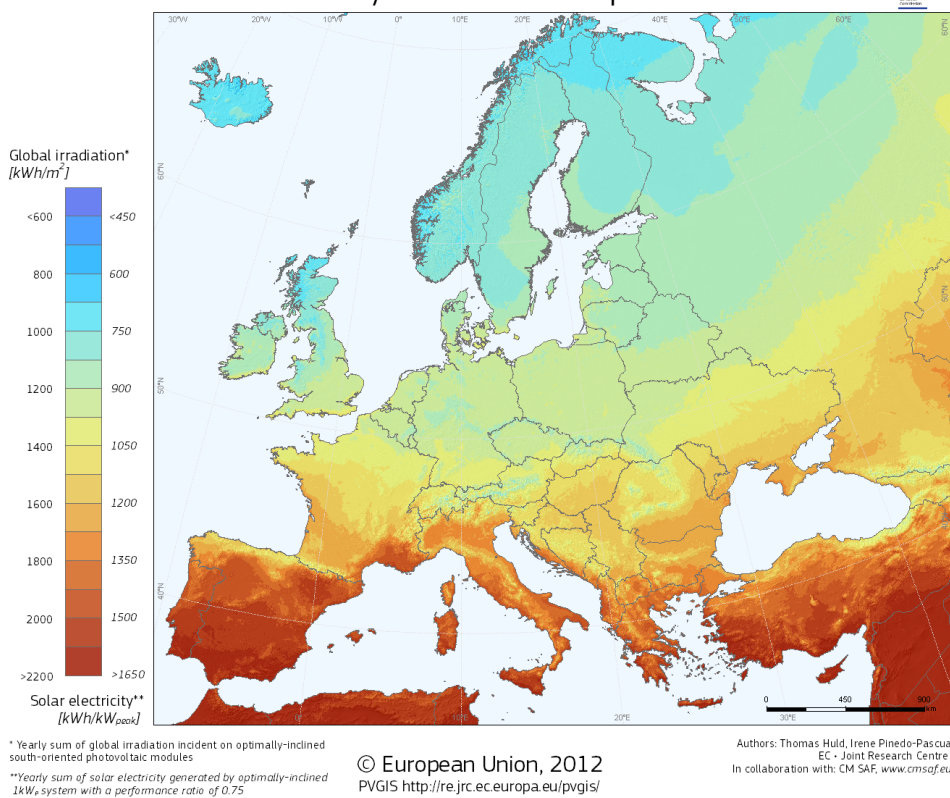


Figura 1.2: Radiação Solar na Europa [7].

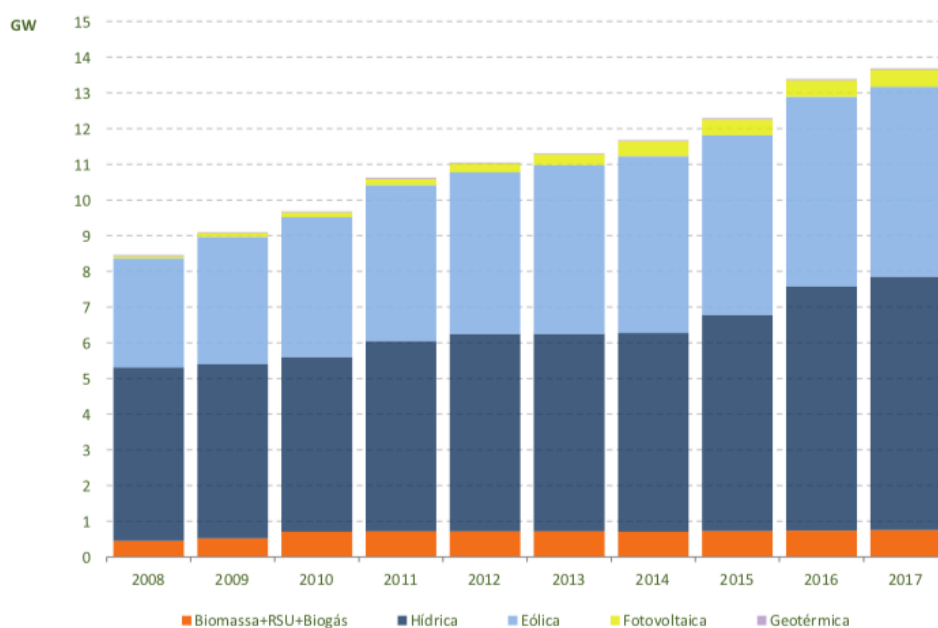


Figura 1.3: Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental [8].

Como podemos analisar pela figura 1.3, entre 2008 e 2017, a tecnologia eólica foi a que mais evoluiu, um aumento de 2,26 GW em potência instalada. Já a instalação fotovoltaica em valores relativos foi a que mais cresceu, tendo evoluído de uma potência instalada praticamente inexistente para um valor de 481 MW. Segundo dados facultados pela Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), estima-se que para 2020, a potência instalada a partir de energias renováveis ascenda aos 16 GW [8, 9].

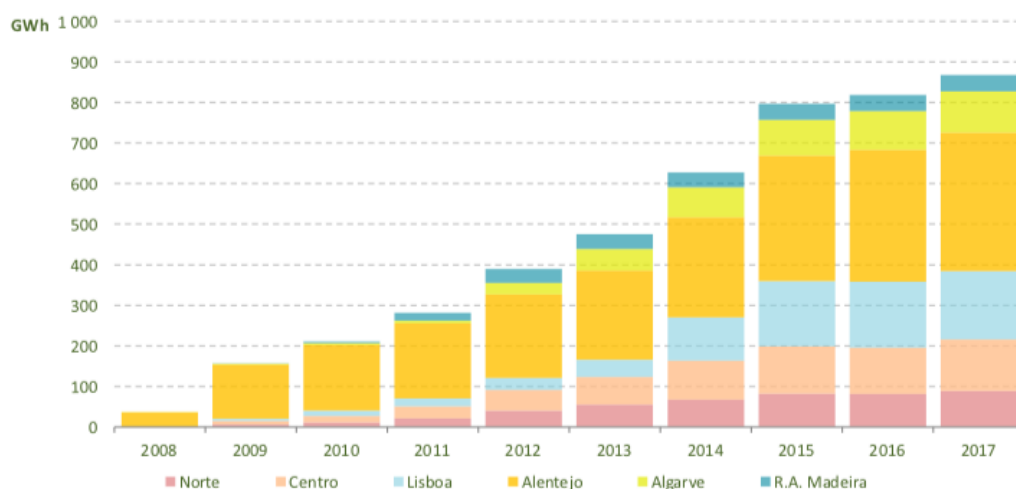


Figura 1.4: Produção fotovoltaica por regiões em Portugal [8].

Relativamente à produção fotovoltaica em território nacional, pela análise da figura 1.4 podemos concluir que a região do Alentejo foi responsável por cerca de 40% dessa produção em 2017. Estes valores são facilmente justificados pelas condições favoráveis à produção de energia solar a que a região alentejana está sujeita, como podemos observar pela Figura 1.5. Desde 2014, destaca-se a entrada em funcionamento, de 11 centrais fotovoltaicas de concentração, totalizando uma potência de 14 MW [8].

Apesar de se verificar uma notória evolução na instalação fotovoltaica nos últimos anos, ainda não é suficientemente ambiciosa face aos recursos que Portugal tem ao seu dispor.

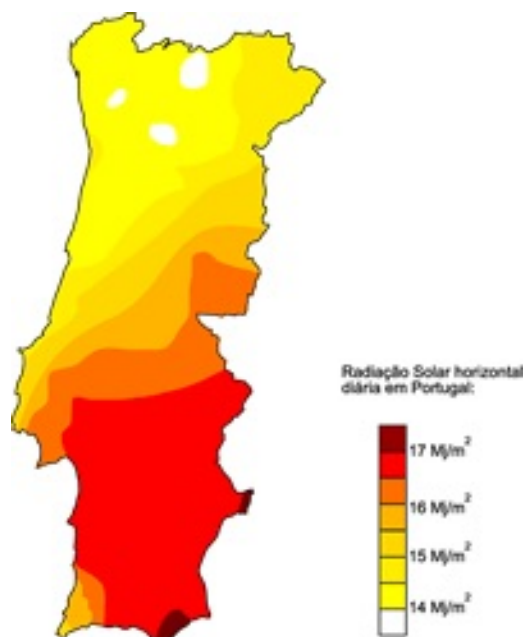


Figura 1.5: Níveis de Radiação Solar em Portugal [10].

1.2 Objetivos

A presente dissertação tem como objetivo avaliar a viabilidade económica dos sistemas de autoconsumo de energia solar fotovoltaica no setor residencial em Portugal. Foram considerados apenas sistemas ligados à rede pública com possibilidade de armazenar energia em baterias. Foram estudados e simulados sistemas para vários tipos de consumidores localizados em várias regiões do país, de forma a estudar a influência económica que num investimento desta natureza pode ter. Os perfis de consumo foram criados e caracterizados a partir dos diagramas de carga tipo disponibilizados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Os perfis de produção foram obtidos a partir dos valores típicos da irradiação solar de cada localidade recorrendo à ferramenta *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS). Para este efeito, foi implementado um modelo no *Microsoft Office Excel* para o tratamento de dados e análise económica de cada sistema.

1.3 Estrutura da Dissertação

Para além do capítulo 1 no qual consta a introdução e os objetivos, esta dissertação está organizada em mais 6 capítulos.

No capítulo 2, são descritos os sistemas de autoconsumo e é feita uma análise aos seus benefícios e barreiras. Ainda são abordadas algumas políticas de autoconsumo adotadas na UE.

No capítulo 3 é feita uma exposição sobre a atual legislação em vigor, o Decreto-Lei n.º 153/2014, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia destinada para o autoconsumo. É também feita uma breve apresentação da evolução da legislação nacional até à presente data.

No capítulo 4 é feito um enquadramento às tecnologias utilizadas para armazenamento de energia.

No capítulo 5 é descrita a metodologia implementada no *Microsoft Office Excel* para o estudo da viabilidade económica de cada sistema de autoconsumo. São também apresentados os casos de estudo.

No capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos das simulações de cada caso de estudo. É feita uma análise dos resultados com base em indicadores energéticos e económicos. É feita uma análise entre um sistema de autoconsumo com e sem armazenamento de energia.

Por fim, o capítulo 7 são feitas as conclusões retiradas ao longo da realização desta dissertação e também algumas sugestões para trabalhos futuros que podem ser realizados.

A dissertação termina com uma lista de referências e anexos.

Capítulo 2

Autoconsumo

O autoconsumo é um modelo de produção de energia elétrica a partir de energias renováveis ou não renováveis, em que a energia elétrica produzida é consumida pelo produtor, tendo a possibilidade de injetar na rede elétrica de serviço público (RESP) excedentes de produção [11]. Em Portugal, segundo várias fontes, a paridade com a rede é já uma realidade, o custo da produção de energia solar é já inferior ao custo da energia comprada à rede, como podemos observar na figura 2.1. Por este motivo, o autoconsumo é uma aposta de futuro [12, 13].

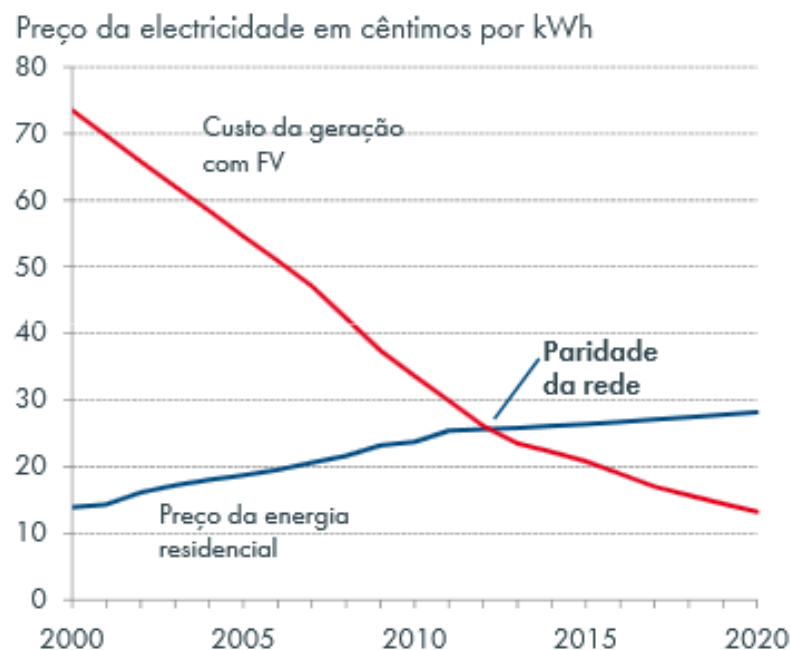


Figura 2.1: Paridade com a rede [12].

2.1 Sistemas Autónomos

Os sistemas autónomos de autoconsumo são concebidos para produzir e consumir energia elétrica sem ligação à RESP nem são apoiados por outro sistema energético. São soluções ideais

para locais que devido ao seu posicionamento geográfico não é possível a sua ligação à rede. Estes sistemas armazenam a energia produzida em baterias para autoconsumo, ou seja, toda a energia consumida é produzida pela própria instalação [14].

Estes tipos de sistemas são constituídos por:

- módulos fotovoltaicos: recebem a energia solar e convertem em energia elétrica de corrente contínua (CC)
- bateria: armazenam a energia produzida. Dependendo das necessidades do consumidor, as baterias podem armazenar energia desde 1 dia até vários dias, ou mesmo semanas.
- inversor: convertem a corrente contínua em corrente alternada (CA).
- regulador de carga: regula a elevada tensão dos painéis para uma tensão adequada para o carregamento das baterias. Faz também a gestão da produção dos painéis fotovoltaicos, evitando desta forma um eventual sobre carregamento das baterias.

Existem ainda sistemas de corrente contínua que não possuem inversor, permitindo apenas o uso de aparelhos de CC, ideal para pequenas instalações [11, 15].

Na figura 2.2 está representado um exemplo de um sistema autónomo de autoconsumo.

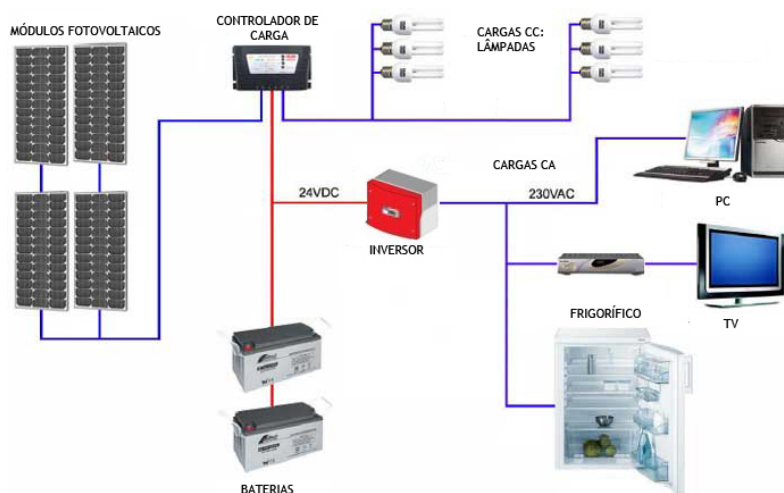


Figura 2.2: Sistema de Autoconsumo Autónomo [16].

Os sistemas híbridos conjugam duas ou mais tecnologias de produção elétrica, de forma a complementarem-se uma à outra. Atualmente, existem dois tipos de sistemas híbridos: solar-eólico e solar-eólico com recurso a geradores a diesel e gás. A solução solar-eólico é interessante na medida em que estes dois recursos renováveis se podem conjugar, conferindo a este tipo de sistemas uma maior fiabilidade e continuidade de serviço ao longo do tempo [17].

2.2 Sistemas de Autoconsumo Ligados à Rede

São sistemas com ligação à RESP. A instalação pode consumir energia produzida pela própria instalação ou comprar energia à rede, dando preferência à energia produzida localmente. Consoante o destino dos excedentes da energia produzida, podemos considerar dois tipos de sistemas:

com ou sem injeção de energia na RESP [11].

Um sistema de autoconsumo com ligação à RESP está esquematizado na figura 2.3.

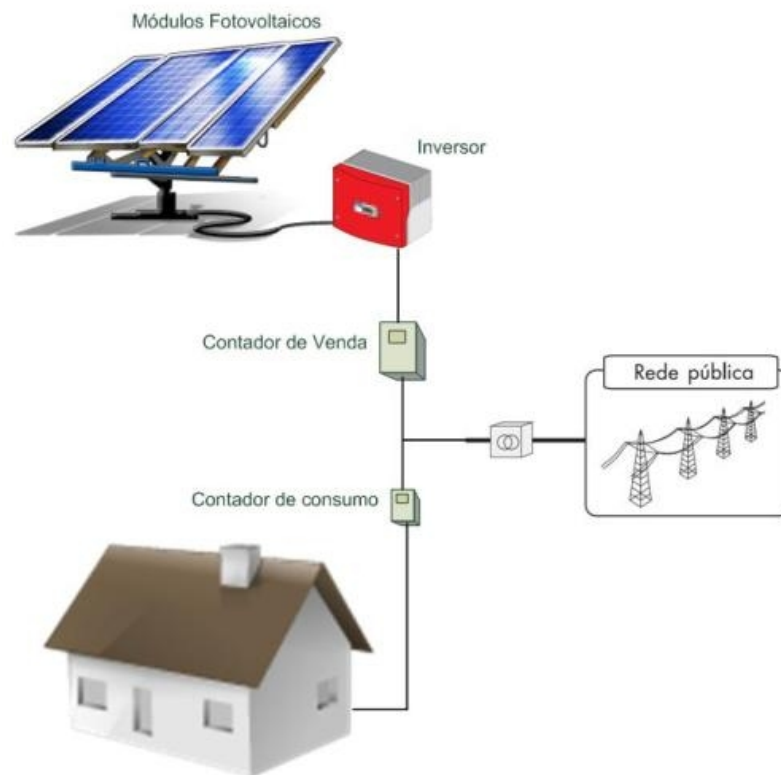


Figura 2.3: Sistema de Autoconsumo Ligado à Rede [16].

2.2.1 Sem injeção na rede

No caso dos sistemas sem injeção na rede, os excedentes da autoprodução não são injetados na rede elétrica, sendo essa energia consumida localmente ou armazenada em baterias para uso futuro. Para sistemas sem presença de baterias para armazenamento de energia, o inversor/regulador deverá produzir energia consoante requerida pelas cargas da instalação, de modo a evitar produzir excesso de energia e assim impedir injeção na rede. Se a produção solar for insuficiente para alimentar as cargas, a RESP assegurará a energia necessária. No caso de instalações com capacidade de armazenar energia, a energia excedentária é armazenada em baterias para consumo futuro [11].

2.2.2 Com injeção na rede

Neste tipo de sistemas, a produção excedentária poderá ser injetada na RESP. A energia é produzida consoante as necessidades de consumo da instalação e da possibilidade de armazenamento de energia no sistema. Em sistemas onde não existe essa capacidade de armazenamento, a

produção excedentária é injetada na rede.

Para sistemas sem capacidade de armazenar energia, toda a energia excedentária produzida é injetada na rede pública. Caso a produção não satisfaça as necessidades impostas pelas cargas, a rede vai assegurar esse déficit de energia [11]. Na figura 2.4 está esquematizada a operação de funcionamento de um sistema deste tipo.

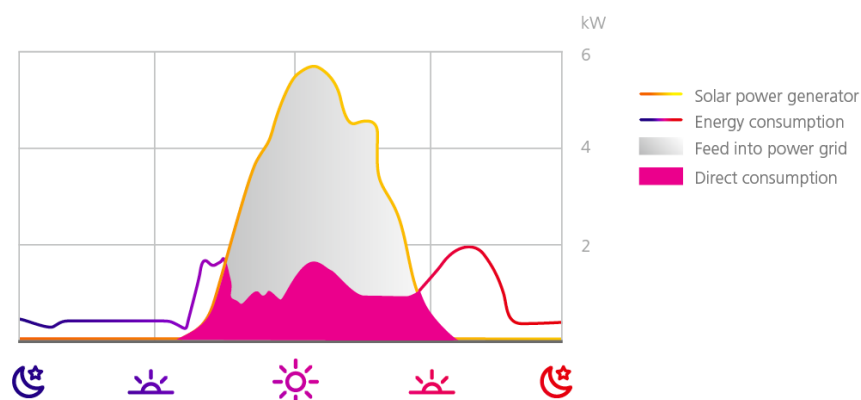


Figura 2.4: Diagrama de um sistema de autoconsumo ligado à rede sem possibilidade de armazenamento [18].

Na possibilidade de armazenamento, toda a energia produzida que não é consumida é acumulada em baterias. Em situações em que a produção solar não satisfaça o consumo local, a energia necessária é assegurada pelas baterias e só depois pela RESP [11]. O diagrama de funcionamento de um sistema com armazenamento está representado na figura 2.5.

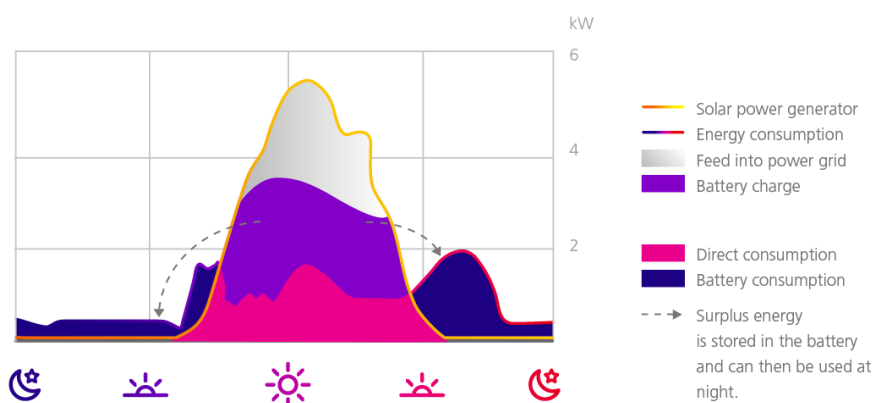


Figura 2.5: Diagrama de um sistema de autoconsumo ligado à rede com armazenamento [18].

2.3 Benefícios do Autoconsumo

o autoconsumo pode resultar em vários benefícios para os consumidores, para todo o sistema energético e até a nível político, proporciona benefícios significativos que têm um impacto direto

na capacidade da UE em cumprir as políticas energéticas propostas. De seguida, são apresentadas algumas vantagens associadas ao autoconsumo.

- A eficiência energética e a proteção climática são um dos desafios mais importantes na elaboração das políticas energéticas da UE. O autoconsumo pode contribuir significativamente para atingir estes objetivos propostos pela UE [19, 20].
- Através do autoconsumo, os consumidores participam ativamente na transição energética para um mix energético sustentável, um dos principais objetivos da UE. Para cumprir estes ambiciosos objetivos, tanto no domínio da proteção climática, como na eficiência energética e também no incremento da penetração das energias renováveis, serão necessários investimentos avultados. Ao implementar o modelo de autoconsumo por toda a Europa, vai contribuir para esta transição energética. O investimento privado em pequenas energias renováveis, foi a segunda fonte de financiamento mais importante. Assim, ao permitir que o consumidor final invista na geração de energia renovável, abrirá e sustentará uma fonte de financiamento que está menos exposta aos riscos e incertezas do mercado financeiro [19, 20].
- O autoconsumo proporciona aos consumidores e empresas a capacidade de controlar as suas faturas elétricas. Os autoconsumidores, além de produzirem energia a um custo mais reduzido, estão protegidos da volatilidade do mercado elétrico [20].
- O autoconsumo pode facilitar o planeamento e o funcionamento das redes de distribuição. O autoconsumo reduz a quantidade de eletricidade injetada e consumida ao meio-dia e quando combinado com outras soluções descentralizadas (bombas de calor, armazenamento descentralizado, ar condicionado), também pode ajudar a reduzir os picos de consumo durante a noite. Também pode ajudar a suportar e a evitar grandes reforços das redes de distribuição [21].
- O autoconsumo também conduz ao desenvolvimento de melhores soluções de armazenamento, de aparelhos inteligentes e ainda permite a realização de contratos mais flexíveis para os consumidores. Essas soluções, por sua vez, reduzirão os picos de produção e consumo, reduzindo os problemas de congestionamento da rede [20].

2.4 Barreiras e Desafios do Autoconsumo

Apesar dos benefícios que o autoconsumo proporciona, várias barreiras legais e económicas podem impedir os consumidores de aderirem ao autoconsumo.

- Na maior parte dos casos, as leis existentes não regulam de uma forma explícita o autoconsumo. Algumas incertezas jurídicas colocam barreiras à promoção de novas ideias de negócio, como por exemplo, se o consumo por parte de vizinhos ou inquilinos seria considerado autoconsumo [19].

- A longo prazo, as barreiras económicas vão diminuir à medida que o LCOE¹ diminui e os preços da eletricidade provavelmente aumentam, porém, há um enorme risco associado. Uma eventual alteração na estrutura dos preços das tarifas da eletricidade e dos impostos podem fazer com que o autoconsumo se torne menos atrativo [19].
- Outro desafio para o autoconsumo é a discrepância entre as horas de produção fotovoltaica e as horas de consumo. Enquanto que a produção fotovoltaica obedece ao curso do Sol, os picos de consumo podem ocorrer em horas de vazio. Assim, o potencial do autoconsumo é mais limitado para habitações residenciais. Desta maneira, são necessárias medidas técnicas complementares para aumentar os níveis de autoconsumo. O armazenamento pode ser uma solução interessante, no entanto, o principal problema da maioria das tecnologias disponíveis é o alto custo de investimento inicial levando a uma longa amortização. Estes custos não devem ser usados como desculpa para não desenvolver o autoconsumo [21].
- Com o crescente número de autoconsumidores, vários investimentos serão necessários nas redes de distribuição. Na maioria dos casos, estes investimentos são feitos pelos operadores de rede. Para uma boa gestão da rede de distribuição novos recursos terão de ser disponibilizados, tais como *smart-meters*, modernização ou construção de novas linhas ou instalação de novos componentes de rede [19, 21].
- Também a falta de consciência sobre os benefícios de os consumidores se tornarem produtores de eletricidade, tanto por pouca divulgação e motivação ou alguma resistência por parte dos consumidores podem ser uma barreira para a aceitação da tecnologia [21].

2.5 Conclusões

O conceito de autoconsumo consiste na produção de energia elétrica descentralizada a partir de fontes de energias renováveis ou não renováveis onde a energia produzida é consumida pelo produtor. Existem várias configurações de sistemas de autoconsumo adaptados à realidade de cada consumidor, nomeadamente sistemas autónomos, híbridos e ligados à rede pública.

O autoconsumo pode contribuir de uma forma significativa para cumprir uma série de objetivos políticos fundamentais propostos pela UE. Em contrapartida, algumas barreiras jurídicas e económicas podem impedir o crescimento deste modelo em todo o seu potencial.

¹Levelized Cost Of Energy - é uma avaliação económica do custo total para construir e operar um sistema de produção de energia ao longo da sua vida útil, dividido pela produção total de energia durante esse período.

Capítulo 3

Legislação Nacional

3.1 Enquadramento Nacional

O setor da produção de energia a partir de fontes renováveis teve o seu primeiro grande impulso no ano de 2002. Com base no Programa E4 — Eficiência Energética e Energias Renováveis, entra em vigor o Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março, com o objetivo de potenciar o aproveitamento de recursos endógenos e modernizar todo o sistema energético nacional. Este diploma regula então a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT), destinada maioritariamente ao autoconsumo, com possibilidade de entregar energia à rede pública sem qualquer prejuízo associado. Surge ainda neste diploma a figura de produtor-consumidor, estabelecendo os seus direitos e deveres [22].

É no ano de 2007, que o setor sofre grande desenvolvimento. Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que regulamentava as centrais designadas como de Microprodução, é criado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM) - uma plataforma eletrónica de interação com os produtores. É estabelecido também neste diploma, dois regimes de remuneração: o regime bonificado e o regime geral. O primeiro apenas aplicável às fontes de energia renovável e o segundo para a generalidade das instalações [23].

Em 2011, o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, publicou a regulamentação que enquadra as unidades de Miniprodução [24].

Ambos os regimes de produção foram revistos pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro [25].

3.2 Atual Legislação

Com o atual Decreto-Lei, n.º 153/2014 de 20 de Outubro, a miniprodução e a microprodução passaram a beneficiar de um enquadramento legal único, desta maneira, podemos distinguir dois regimes de produção dispersa definidos na atual legislação: Autoconsumo e Pequena Produção [26].

As unidades de produção para autoconsumo (UPAC) destinam-se à produção de energia elétrica, a partir de fontes renováveis ou não renováveis, que têm como finalidade satisfazer as próprias necessidades de consumo, com ou sem ligação à RESP para venda dos excedentes de produção, evitando assim desperdícios, quando aplicável.

As unidades de pequena produção (UPP) são instalações baseadas em apenas uma só tecnologia de produção de energia através de recursos renováveis, cuja potência de ligação à RESP não seja superior a 250 kW. Este regime permite vender toda a energia produzida à rede, sendo a remuneração obtida através de tarifas atribuídas baseadas num mercado de licitação.

Os novos regimes de produção estão esquematizados na figura 3.1.

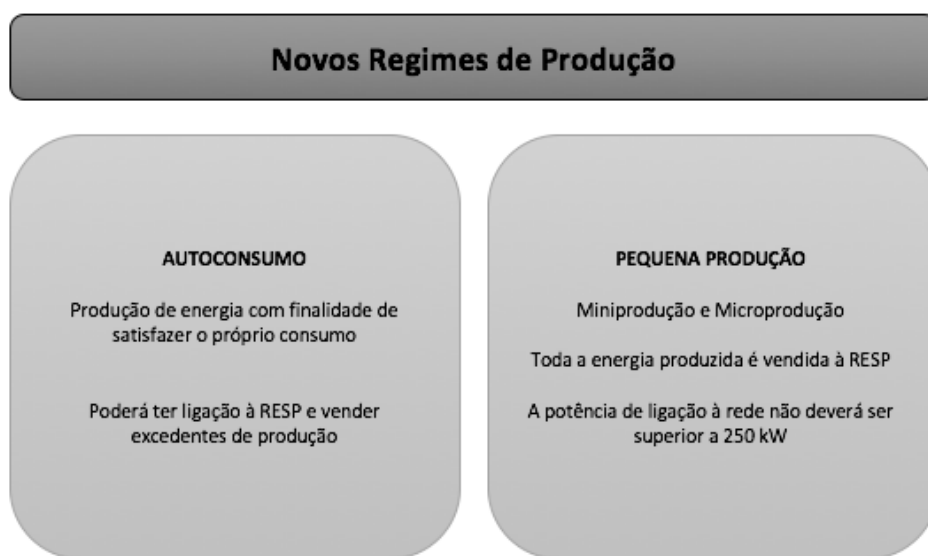


Figura 3.1: Novos regimes de produção.

3.2.1 Condições de acesso

A instalação de uma unidade de produção (UP) está sujeita a registo prévio de exploração dirigida à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), através do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP).

No caso de a UPAC ter uma potência instalada igual ou inferior a 200 W está isenta de qualquer controlo ou comunicação.

Para situações cuja a potência instalada da UPAC seja superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW, ou a instalação não esteja ligada à RESP é necessária uma mera comunicação prévia de exploração, mas isenta de registo.

Tratando-se de uma UPAC cuja potência instalada seja superior a 1 MW, a sua instalação requer uma licença de produção e licença de exploração.

O titular de uma UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW e que pretenda injetar energia elétrica não consumida na RESP, está sujeito a registo prévio e à obtenção de um certificado de exploração.

Também as UPP necessitarão de um registo prévio e de um certificado de exploração.

Tabela 3.1: Processo de Licenciamento das UPAC e UPP.

Processo de Licenciamento	UPAC					UPP
	≤ 200 W	>200 W e $\leq 1,5$ kW	>1 MW	$= 1,5$ kW com ligação à RESP	Sem ligação à RESP	
Mera Comunicação Prévia de Exploração		x			x	
Isenção de Controlo Prévio	x					
Licença de Exploração			x			
Licença de Produção			x			
Certificado de Exploração				x		x
Registo Prévio				x		x

3.2.2 Requisitos para acesso e obtenção do registo e certificado de exploração

Para se proceder ao registo de uma UP, o consumidor deve preencher os seguintes requisitos:

- Possuir uma instalação de utilização de energia elétrica e, no caso de esta se encontrar ligada à RESP ser titular de um contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador.
- A potência de ligação da UP terá de ser menor ou igual a 100% da potência contratada.
- No caso de uma UPAC, a potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação.
- Quando se trata de uma UPP, a energia consumida terá de ser igual ou superior a 50% da energia produzida.

Se a instalação elétrica estiver ligada à RESP, o promotor deve averiguar as condições técnicas de ligação no local salvaguardando os limites e condições técnicas regulamentadas.

O registo inicia-se com um pedido no SERUP e conclui-se com a sua aceitação. O procedimento para obtenção do registo, das licenças de produção e exploração, são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área de energia. O registo da UP torna-se definitivo com a emissão do certificado de exploração. Após a instalação e verificação da UP, o certificado de exploração é emitido ao titular do registo.

3.2.3 Direitos e Deveres

Os produtores de eletricidade para autoconsumo têm o direito de:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer mix de fontes energia, renováveis e não renováveis, podendo consumir essa mesma energia produzida na UPAC.

- Celebrar contrato de venda da eletricidade e exportar eventuais excedentes para a RESP.
- Solicitar a emissão de Garantias de Origem (GO) à Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) relativas à eletricidade produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis.

Relativamente à pequena produção, os produtores têm o direito de:

- Ligar a UPP à RESP e vender toda a energia produzida através de um contrato celebrado para o efeito. Os pequenos produtores apenas podem recorrer a uma fonte de energia.

Os produtores têm o dever de:

- Suportar os custos da ligação da instalação à RESP.
- Suportar os custos associados aos contadores que medem a energia produzida pela UPAC. No caso da instalação se encontrar ligada à RESP e for dotada de uma potência de instalação superior a 1,5 kW ou quando a potência instalada é inferior a 1,5 kW e pretenda fornecer a energia elétrica não consumida, devem também suportar os custos dos contadores que medem o total da energia injetada na rede.
- Pagar a compensação devida pela UPAC.
- Injetar na rede a totalidade da energia produzida pela UPP.
- Dimensionar a UPAC de forma a garantir uma aproximação entre a quantidade de energia produzida com a energia consumida.
- Fornecer à DGEG todas as informações e dados técnicos relativos à eletricidade produzida na UP, assim como facilitar o acesso à UP ao pessoal técnico, ao Comercializador de Último Recurso (CUR) e a operador da rede.
- Celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros, cujo capital seguro e condições mínimas são definidos em Portaria do Governo.
- Assegurar a certificação de todos os equipamentos de produção instalados.

3.2.4 Procedimentos de Inspeção e Reinspeção

Após o registo ser aceite, o titular deverá solicitar a realização da inspeção à UP num prazo máximo de 8 meses para instalações da categoria BB (instalações de utilização alimentadas em BTN ou BTE) e de 12 meses para as restantes instalações. Se do relatório de inspeção resultar a não existência de defeitos ou não conformidades, é emitido o certificado de exploração definitivo e autorizada a ligação da UP à instalação de utilização. Se ainda se mantiverem as deficiências ou desconformidades que podem colocar em risco a segurança de pessoas ou bens o certificado de exploração definitivo não é emitido. Desta forma, o produtor deverá proceder à sua correção e solicitar reinspeção.

3.2.5 Atividade de produção para autoconsumo

Para as UPAC ligadas à RESP e com potência instalada superior a 1,5 kW a contagem da energia total produzida é, obrigatoriamente, feita por telecontagem. O contador responsável para este efeito terá de ser capaz de medir a energia produzida pela UPAC e a energia adquirida ao comercializador. Caso a instalação de utilização não esteja ligada à RESP a contagem não é necessária.

Na situação em que a energia produzida pela UPAC seja de origem renovável, a sua potência instalada seja inferior ou igual a 1 MW e a instalação de utilização esteja ligada à RESP, o produtor pode oficializar um contrato de venda de eletricidade com o CUR.

3.2.5.1 Remuneração da Energia Proveniente das UPAC

A remuneração das UPAC pela energia fornecida à RESP é calculada através da expressão 3.1:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.1)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$ — A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em €;
- $E_{fornecida,m}$ — A energia fornecida no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$ — O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em €/kWh;
- m — O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

O valor 0,9 corresponde a uma dedução de 10% feita à energia fornecida, para compensações dos custos de injeção.

3.2.5.2 Compensação devida pelas UPAC

Após a obtenção do certificado de exploração, as UPAC que se encontram ligadas à RESP e sejam dotadas de uma potência instalada superior a 1,5 kW, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa durante os primeiros 10 anos, calculada através da expressão 3.2:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (3.2)$$

Onde:

- $C_{UPAC,m}$ — Compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada;

- P_{UPAC} — Valor da potência instalada da UPAC;
- $V_{CIEG,t}$ - Valor que permite recuperar os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) da respetiva UPAC, medido em €/kW, calculados no ano t ;
- K_t — Coeficiente de ponderação, entre 0% e 50%, a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional (SEN), no ano t ;
- t — Ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Na tabela 3.2 estão indicados os valores associados a $V_{CIEG,t}$ da equação 3.2, em €/por kW, apurado para 2018, nos termos do Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro.

Tabela 3.2: Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral $V_{CIEG,t}$, em 2018 [27].

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2018}$ (€/kW)/mês
AT	3,158
MT	4,140
BTE	5,478
BTN >20,7 kVA	5,536
BTN ≤ 20,7 kVA	8,495

O coeficiente de ponderação K_t assume diversos valores. Se o total da potência instalada das UPAC exceder os 3%, ou se situar entre 1% e os 3% ou se for inferior a 1% do total da potência instalada do centro eletroprodutor do SEN, assume respetivamente os valores indicados na tabela 3.3:

Tabela 3.3: Valores associados ao coeficiente de ponderação K_t .

Total Potência Instalada da UPAC / Total Potência Instalada SEN	K_t
>3%	50%
Entre 1% e 3%	30%
<1%	0%

3.2.6 Atividade de produção para pequena produção

A potência de ligação de atribuição à UPP não pode ser superior a uma quota anual de 20 MW, sendo que o SERUP encerra automaticamente o procedimento de registo para as UPP nesse ano. Para o produtor ter acesso ao regime remuneratório, deverá optar por uma das 3 categorias seguintes:

- Categoria I - o produtor apenas pretende a instalação de uma UPP;
- Categoria II - o produtor pretende a instalação de uma UPP e de uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos no local de consumo;

- Categoria III - para além da instalação de uma UPP, o produtor pretende instalar no local de consumo coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil ou de uma caldeira a biomassa.

A energia elétrica produzida pela UPP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, onde os produtores oferecem descontos à tarifa de referência. Esta tarifa de referência é estabelecida mediante portaria do membro do Governo responsável pela área de energia. Após o início de injeção de energia elétrica à RESP, a tarifa de remuneração atribuída é válida por um período de 15 anos não sendo acumulável com outro tipo de incentivo à produção de energia em regime especial, nem os produtores poderão optar por outro regime remuneratório durante este período. A tarifa remuneratória varia consoante o tipo de energia primária utilizada que resulta da aplicação de percentagens à tarifa de referência. Terminado o período da tarifa atribuída, a remuneração é realizada pelo regime geral da produção em regime especial.

A contagem da energia produzida é feita através de telecontagem, através de um contador bidirecional ou um contador capaz da contagem líquida dos dois sentidos, colocado em local de acesso livre ao comercializador e ao operador da rede de distribuição (ORD) e autónomo do contador de consumo. Para os consumidores em média tensão (MT) com contagem de energia em BT, a ligação da UPP pode ser feita em BT, a montante do contador de consumo, portanto, deve ser construído um quadro de baixa tensão para ligação da UPP, que permita separar a instalação de produção da de consumo. Os contadores de produção e consumo devem ser instalados juntos.

O CUR é o responsável por celebrar o contrato de compra e venda de energia proveniente da UPP e do seu pagamento.

3.2.7 Taxas

Aos pedidos de registo e alteração de registo da UP, pedido de reinspeção e ainda inspeções periódicas à UP serão cobradas taxas. O montante e o modo de pagamento são definidos em portaria do membro do Governo responsável pela área de energia. O valor destas taxas pode ser atualizado anualmente, com base na evolução do índice de preços ao consumidor.

3.2.8 Fiscalização

As UP são sujeitas a fiscalização, por parte da DGEG, para verificar a sua conformidade com o disposto no Decreto-Lei nº 153/2014 e no Regulamento Técnico e de Qualidade.

As UP com potência instalada superior a 1,5 kW são sujeitas a inspeções periódicas de 10 anos, caso a sua potência seja inferior a 1 MW, ou em períodos de 6 anos nos restantes casos.

Em caso de infrações, as coimas podem ir de €100,00 a €3740,00 ou de €250,00 a €44800,00, consoante o produtor seja uma pessoa singular ou coletiva, respetivamente.

Tabela 3.4: Análise sumária dos principais requisitos exigidos às UPAC[28].

	UPAC com ligação à RESP				Sem Ligação à RESP
	≤200 W	>200 W e ≤1500 W	>1,5 kW e ≤ 1 MW	>1 MW	
Registo	-	Comunicação Prévia	Controlo Prévio Certif. Exploração	Licença de Produção e Exploração	Mera Comunicação Prévia
Contagem	-	-	Por telecontagem	Por telecontagem	-
Remuneração Excedente	Apenas se existir registo	Apenas se existir registo	x	Apenas por contratos bilaterais	-
Compensação	Isento	Isento	x	x	-
Taxas Registo	-	Isento	x	x	Isento
Fonte de Energia	Renovável e não renovável				
Limite de Potência	Potência de ligação <100% da potência contratada da instalação de consumo				
Requisitos de Produção	Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo Venda de excedentes ao CUR				
Seguro. Resp. Civil	-	-	x	x	-
Outros aspetos	Não existe quota de atribuição				

Tabela 3.5: Análise sumária dos principais requisitos exigidos às UPP[28].

	UPP
Registo	Controlo Prévio / Certificado de Exploração
Contagem	Telecontagem
Remuneração da Energia Vendida	x
Taxas de Registo	x
Fonte de Energia	Renovável
Limite de Potência	Potência de ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo Potência de ligação até 250kW
Requisitos de Produção	Produção anual <2x consumo da instalação Venda da totalidade da energia ao CUR
Seguro Responsabilidade Civil	x
Outros aspetos	Quota máxima anual de potência atribuída (20 MW)

3.3 Conclusões

Em Portugal, o autoconsumo é regulamentado pelo Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro. Com o novo diploma, as UPAC têm a possibilidade de vender os excedentes de produção ao

CUR, sendo que o valor a aplicar é o preço de mercado penalizado de 10%. O diploma estabelece ainda a obrigatoriedade da contagem de eletricidade para UPAC com potências superiores a 1,5 kW e com ligação à rede pública, caso não haja ligação à RESP, este parâmetro não é exigido. O registo dos sistemas é feito via eletrónica através do SERUP e é obrigatório para sistemas com potências superiores a 200 W. Se a UPAC produzir anualmente mais do que as necessidades locais, a injeção dos excessos de produção na rede não serão remunerados.

Capítulo 4

Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia elétrica não é uma tecnologia recente, é um conceito com mais de 100 anos de existência. Desde então, tecnologias de armazenamento de energia têm sido desenvolvidas.

Estima-se que 1,1 bilhões de pessoas no mundo vivem sem acesso à eletricidade e, destas pessoas 84% vivem em áreas rurais onde a expansão da rede pode ser excessivamente cara [29].

Normalmente, esta população depende de geradores a diesel e/ou sistemas de energia renovável. Os consumidores dependentes do diesel, enfrentam preços voláteis e potenciais perdas de abastecimento em áreas politicamente, economicamente ou ambientalmente instáveis, enquanto que os sistemas a partir de fontes renováveis, fornecem energia para aqueles que vivem longe da rede pública e protege-os da volatilidade do custo do diesel. Sem ligação com a rede pública, o armazenamento de energia é um fator crucial para garantir a confiabilidade destes sistemas autônomos de energia renovável [30, 31].

O armazenamento de energia elétrica também é uma solução para melhorar os índices de autoconsumo. Devido à discrepância entre a irradiação solar e as cargas locais, as taxas de autoconsumo em sistemas fotovoltaicos domésticos rondam geralmente entre os 25% e 30%. Por exemplo, o sistema fotovoltaico tem o seu pico de geração durante o meio-dia e não produz durante a noite. Esse pico poderá ser superior às necessidades do consumidor, pelo que recorrendo a uma unidade de armazenamento, poderá assim armazenar os excessos de produção. Além disso, a imprevisibilidade das condições meteorológicas podem impedir os painéis fotovoltaicos de funcionar nas suas melhores condições, pelo que é outra razão para o uso de sistemas de armazenamento da energia produzida em momentos anteriores.

Deste modo, a implementação de sistemas de armazenamento trará melhores níveis de fiabilidade para os consumidores graças à independência energética, protegendo-os, nomeadamente, de potenciais avarias na rede de distribuição [32, 33].

4.1 Tecnologias de Armazenamento

Existem vários meios para armazenar a energia elétrica. Uma abordagem utilizada para classificar estes sistemas de armazenamento de energia é feita consoante a forma de energia utilizada. Podem ser classificados em [34]:

- Mecânicos - Barragens com ou sem bombagem, sistemas de ar comprimido (CAES¹), *flywheels*;
- Eletroquímicos - Baterias secundárias (BESS²) e baterias de fluxo;
- Químicos - Células de hidrogénio, gás natural sintético;
- Elétricos - Condensadores de dupla camada, bobines supercondutoras (SMES³);
- Térmicos - sistemas de calor latente ou sensível.

Nesta dissertação, as tecnologias de armazenamento estudados referem-se à integração de energia renovável em pequena escala, ou seja, instalação de sistemas fotovoltaicos para habitações residenciais.

Apesar dos *flywheels* e das baterias de fluxo serem adequadas para este tipo de instalações, a presente dissertação não se focou nessas tecnologias. Foram estudadas as tecnologias de armazenamento de energia baseadas em baterias secundárias, com alta densidade de energia, maturidade tecnológica e facilidade de uso. As suas vantagens e desvantagens estão descritas nas secções seguintes. Quatro tipos de tecnologias de armazenamento de energia foram estudados: baterias de chumbo-ácido, baterias de níquel-cádmio, baterias de níquel metal-hidreto e bateria de iões de lítio.

4.1.1 Baterias Secundárias (BESS)

Uma bateria secundária, ou recarregável é constituída por três importantes componentes: o elétrodo positivo (cátodo), o elétrodo negativo (ânodo) e o eletrólito, sólido ou líquido, que juntos formam uma célula eletroquímica. Durante a descarga ocorrem reações oxidação-redução e a corrente elétrica flui no circuito externo do cátodo para o ânodo. Como as reações são reversíveis, a bateria pode ser recarregada. Dependendo dos elétrodos e do eletrólito, existem vários tipos de baterias diferentes que podem operar em condições diferentes para diferentes aplicações. Para o dimensionamento de um sistema, algumas características importantes das baterias terão de ser consideradas e consultadas na ficha técnica disponibilizada pelo fabricante de forma a se instalar uma bateria adequada [35, 36]:

¹CAES - Compressed Air Energy Storage

²BESS - Battery Energy Storage System

³SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage

- Capacidade da bateria - A energia armazenada numa bateria é medida em watt-hora (Wh), quilowatt-hora (kWh) ou ampère-hora (Ah). A unidade de medida mais comum da capacidade da bateria é Ah, definida como o número de horas para as quais a bateria descarregar a uma corrente constante na tensão nominal da bateria. Por exemplo, uma bateria de 3 V com uma capacidade de 1 Ah, permite armazenar $1\text{Ah} \times 3\text{V} = 3\text{Wh}$, 1Ah significa que podemos descarregar a bateria com uma corrente de 1A durante 1 hora.
- Profundidade de descarga - ou em inglês *Depth-Of-Discharge* (DOD) - Em vários tipos de baterias, uma fração de energia armazenada na bateria não pode ser descarregada sem causar danos à bateria. A profundidade de descarga determina a fração de energia que pode ser descarregada. Se a profundidade de descarga de uma bateria for definida pelo fabricante como 60%, significa que somente 60% da capacidade nominal da bateria poderá ser usada. Maiores profundidades de descarga resultam em menor número de ciclos da bateria.
- Vida útil da bateria - É o número de ciclos completos de carga / descarga que a bateria é capaz de suportar antes que sua capacidade caia abaixo de 80% de sua capacidade nominal. A temperatura de funcionamento e a profundidade de descarga influenciam o tempo de vida útil da bateria.
- Autodescarga - Todas as baterias são afetadas pela autodescarga. É a quantidade de energia perdida mesmo não estando em funcionamento. É uma característica da bateria e não é reversível. Má utilização das baterias poderá agravar a taxa de autodescarga.
- Densidade de Energia - Em sistemas de armazenamento de energia, a densidade de energia relaciona a quantidade de energia que uma bateria pode fornecer por unidade de volume, para uma dada taxa de descarga. Quanto maior a densidade de energia da bateria, mais energia pode ser armazenada para a mesma quantidade de volume. É expressa em watt-hora por quilograma (Wh/Kg).

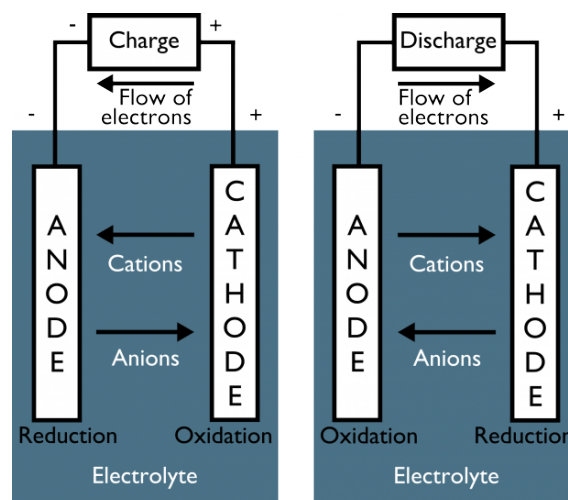


Figura 4.1: Esquema de uma célula de bateria [37]

4.1.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

A bateria de chumbo-ácido é a tecnologia de armazenamento de energia elétrica mais antiga e matura do mundo. São ideais para sistemas que integram fontes de energia renovável de pequena escala. A vida útil típica deste tipo de baterias é de 6 a 15 anos, cerca de 1500 ciclos a 80% de profundidade de descarga. Têm baixos custos de investimento, a mais baixa taxa de autodescarga de todos os sistemas de baterias recarregáveis e alguma facilidade de manutenção. Porém, esta tecnologia tem um ciclo de vida limitado, um mau desempenho em temperaturas ambiente baixas e altas, falhas devido a ciclos contínuos e profundos, e são prejudiciais para o meio ambiente e saúde, devido à utilização de chumbo (Pb) [34, 38].

4.1.1.2 Baterias de Níquel-Cádmio

As baterias de níquel-cádmio (NiCd) são comercializadas desde 1915. Comparativamente com as baterias de chumbo-ácido, as baterias baseadas em níquel-cádmio apresentam maior densidade de potência, densidade de energia ligeiramente maior, um ciclo de vida mais longo e baixos requisitos de manutenção. De um ponto de vista técnico, as baterias de níquel-cádmio são muito bem-sucedidas, são as únicas capazes de operar a baixas temperaturas, na ordem dos -20°C a -40°C , apresentam níveis de durabilidade e confiabilidade elevados, o que tornam estas baterias ideais para operar em condições adversas. Devido à toxicidade do cádmio, desde 2006 que foram proibidas para o uso do consumidor [34, 38].

4.1.1.3 Baterias de Níquel Metal-Hidreto

As baterias de níquel metal-hidreto (NiMH) começaram a ser comercializadas em 1995 e inicialmente foram desenvolvidas para substituir as baterias de níquel-cádmio devido à sua vantagem ambiental. Possuem as mesmas propriedades positivas das baterias de níquel-cádmio, com exceção da capacidade nominal máxima, cerca de 10 vezes menor. De forma análoga às baterias de níquel-cádmio, este tipo de tecnologia também sofre de autodescarga severa, tornando-se assim um entrave para o armazenamento de energia a longo prazo. Comparativamente com as baterias de chumbo-ácido e níquel-cádmio, apresentam menos inconvenientes e densidades de energia superiores [34, 38].

4.1.1.4 Baterias de Iões de Lítio

Desde 2000 que as baterias de íons de lítio (Li) se tornaram na tecnologia de armazenamento predominante nas áreas de aplicações portáteis e móveis. Com níveis de tensão até 3,7 V em cada célula eletrolítica, significa que serão necessárias menos células para obter a tensão desejada face às tecnologias anteriores. Sendo dotadas da maior densidade de energia quando comparadas com as outras tecnologias, faz com que seja necessário menos espaço de armazenamento por kWh. As baterias de íons de lítio atingem eficiências de armazenamento próximas dos 100%, possuem baixos valores de autodescarga e têm um tempo de vida até 20 anos. Porém, para além

da necessidade de um controlador de carga para evitar sobrecargas, as baterias de íons de lítio, incluem altos custos de investimento. Esta tecnologia está em constante desenvolvimento, grande parte da pesquisa visa reduzir o custo destas baterias e melhorar ainda mais o seu desempenho [34, 38, 39, 40].

4.2 Conclusões

Com o aumento da penetração de fontes renováveis na rede nos últimos anos, tem resultado em sérias preocupações sobre a confiabilidade dos sistemas de elétricos energia. Uma das soluções propostas para melhorar a fiabilidade e o desempenho dos sistemas é a implementação de dispositivos de armazenamento de energia ligados à rede. Existem várias tecnologias de sistemas de armazenamento de energia, nomeadamente mecânicos, eletroquímicos, químicos, elétricos e térmicos.

O armazenamento de energia baseada em baterias secundárias, é a solução que melhor se adequa às necessidades dos sistemas fotovoltaicos em pequena escala. Com o constante desenvolvimento e redução dos custos desta tecnologia, tornaram o autoconsumo e a autossuficiência cada vez mais atraentes. No entanto, a rentabilidade dos sistemas de autoconsumo fotovoltaicos dependem de vários fatores, tais como aspetos tecnológicos, políticos e geográficos.

O potencial das baterias de íons de lítio em dominar o mercado de energia renovável parece ser plausível devido ao enorme investimento global que tem sido feito e às melhorias que esta tecnologia tem desempenhado e apresentado.

Capítulo 5

Metodologia e Casos de Estudo

Neste capítulo é descrito como foram calculados os perfis de consumo dos consumidores e de produção fotovoltaica. Posteriormente, é descrito o método implementado para o tratamento e cálculo das grandezas de energia associadas a este estudo. O software adotado para a implementação do modelo foi o *Microsoft Office Excel*. Por fim, são apresentados os casos de estudo e descritos os indicadores energéticos e económicos para avaliação dos resultados obtidos.

5.1 Perfis de Consumo

Em estudos de autoconsumo, é importante conhecer os perfis de consumo residenciais. Em algumas opções tarifárias de BT, nomeadamente em BTE e BTN, e dependendo do tipo de contadores instalados em cada caso, a informação disponibilizada não é suficiente para o cálculo das tarifas. Desta forma, são utilizados diagramas de carga padrão, para diferentes níveis de tensão e opção tarifária, que representam de maneira adequada os perfis de consumo dos consumidores. Estes perfis, elaborados pela EDP Distribuição e posteriormente aprovados e disponibilizados pela ERSE, resultaram de um levantamento dos dados de consumo entre o dia 1 de outubro de 2011 e 30 de setembro de 2017. Esta informação é recolhida através de equipamentos de telecontagem em períodos de 15 minutos. Ao abrigo da Diretiva ERSE n.º12/2017 de 22 de Dezembro, são considerados três perfis de consumo para as instalações BTN, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro com a informação constante da tabela 5.1.

Tabela 5.1: Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN [41].

	Potência Contratada (kVA)	Energia (kWh)
Classe A	> 13,8	qualquer
Classe B	≤ 13,8	> 7140
Classe C	≤ 13,8	≤ 7140

Pelas figuras 5.1, 5.2 e 5.3, podemos analisar o comportamento do consumo no período húmido (9 a 15 de janeiro) e no período seco (3 a 9 de julho).

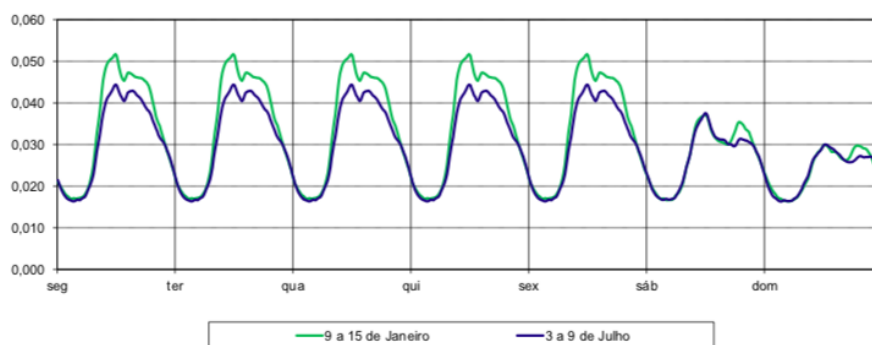


Figura 5.1: Perfil de consumo tipo para BTN Classe A [41].

O perfil de consumo para BTN Classe A (com potência contratada superior a 13,8 kVA), está associado a instalações com utilização profissional. Existe pouca variação entre os períodos húmido e seco, verificando-se um consumo regular durante a semana e uma quebra significativa ao fim-de-semana.

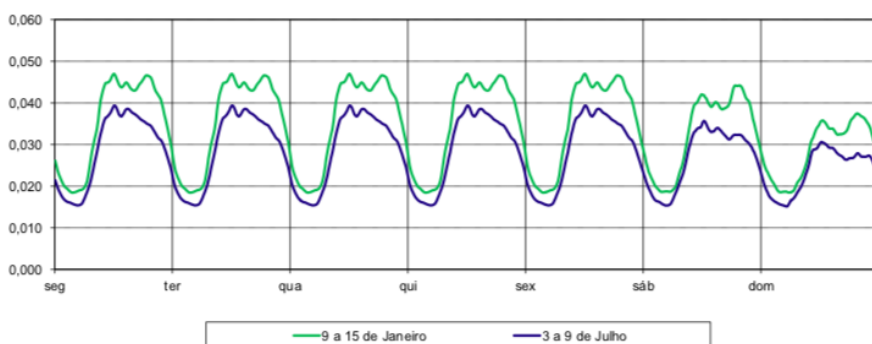


Figura 5.2: Perfil de consumo tipo para BTN Classe B [41].

Através da figura 5.2, é possível observar uma ligeira diferença nos consumos entre os períodos seco e húmido. A classe B não só está associada a consumidores empresariais, mas também a consumidores residenciais, demonstrando assim as diferenças de consumo entre estes dois períodos. Os clientes residenciais, carecem de outras necessidades energéticas durante os meses mais húmidos e frios.

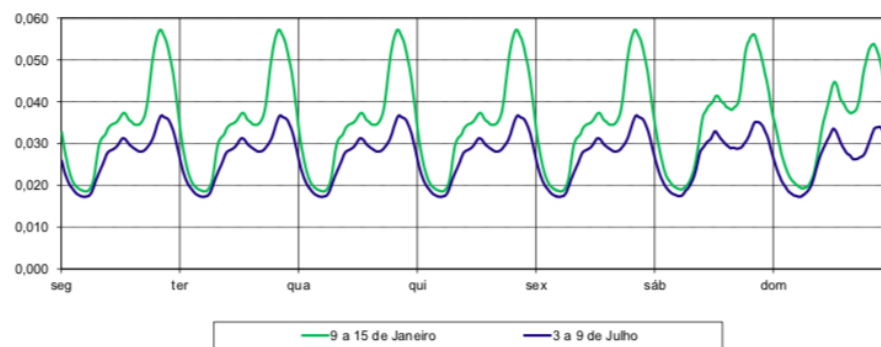


Figura 5.3: Perfil de consumo tipo para BTN Classe C [41].



Figura 5.4: Perfil de consumo tipo mensal para BTN Classe C [42, 43].

Analisando as figuras 5.3 e 5.4, o perfil de consumo de Classe C aponta para um consumo maioritariamente residencial. Tal como no perfil de classe B, os maiores consumos ocorrem nos períodos mais húmidos e frios.

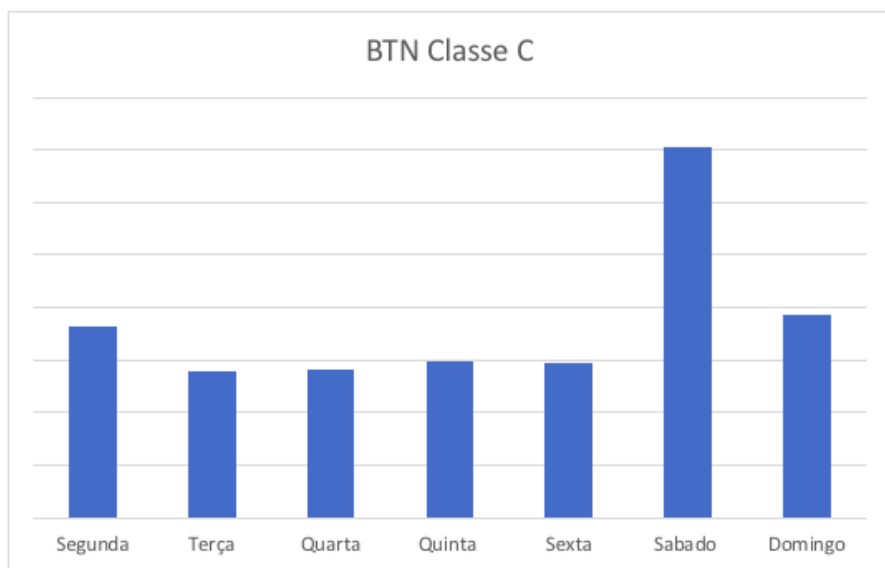


Figura 5.5: Perfil de consumo tipo semanal para BTN Classe C [42, 43].

Estando este perfil associado a clientes maioritariamente residenciais, é natural que seja ao fim de semana onde haja um maior consumo energético, como podemos constatar pela figura 5.5.

Nesta dissertação, pretende-se analisar a viabilidade económica da instalação de um sistema de autoconsumo para habitações residenciais, deste modo, considerou-se o perfil de consumo BTN de Classe C. Através dos diagramas de carga padrão disponibilizados pela ERSE, foram criados os perfis de carga anuais dos consumidores para três tipos de consumo distintos. Como referido anteriormente, estes perfis de consumo representam o consumo anual padrão discriminados em intervalos de 15 minutos, correspondendo a soma destes períodos a um valor de 1000 kWh.

Foram, então, considerados os seguintes tipos de consumidores:

- 1 – Corresponde a uma pessoa solteira, com um consumo anual de cerca de 2000 kWh.
- 2 – Corresponde a um casal, com um consumo anual de cerca de 3600 kWh.
- 3 – Corresponde a um casal com dois filhos, com um consumo anual de cerca de 5800 kWh.

Para obter o perfil de consumo em intervalos de 15 minutos para cada tipo de consumidor foi utilizada a expressão:

$$PerfilConsumidor = \frac{BTN_C \times ConsumoAnual}{1000} \quad (5.1)$$

Depois de calculados os três diferentes perfis, foi efetuada uma correção dos valores para intervalos horários.

5.2 Tarifas

Para os três perfis apresentados, foram calculados os gastos anuais com energia ativa para dois regimes tarifários: tarifa simples e tarifa bi-horária. No final de 2020, a tarifa regulada vai acabar e todos os consumidores terão de passar o seu contrato de eletricidade para o mercado livre. Deste modo, durante este período, as tarifas de venda aos consumidores finais publicadas pela ERSE passaram a ser de carácter transitório. O preço da eletricidade para 2018 para Portugal Continental, publicado pela ERSE em Dezembro de 2017 pode ser consultado na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) [27].

Energia Ativa		€/kWh
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		0,1646
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		0,1652
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas foras de vazio	0,1948
	Horas de vazio	0,1009
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas foras de vazio	0,1986
	Horas de vazio	0,1016
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2213
	Horas de cheias	0,1743
	Horas de vazio	0,1009
	Horas de ponta	0,2253
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de cheias	0,1765
	Horas de vazio	0,1016

No presente estudo, as tarifas assumidas são válidas para potências contratadas até 6,9 kVA. Importante referir, que os custos associados à potência contratada não foram considerados, uma vez que a produção fotovoltaica apenas irá afetar os custos dos consumos de energia ativa.

Em Portugal Continental, os períodos horários de entrega da energia elétrica podem ser diferenciados em dois ciclos: ciclo semanal e ciclo diário. No caso do ciclo diário, os períodos horários são iguais em todos os dias do ano. No ciclo semanal, há uma diferenciação entre os períodos horários nos dias úteis e fim de semana. Para este trabalho, como vão ser avaliados dois regimes tarifários, tarifa simples e bi-horária, considerou-se o ciclo diário. Com base na tabela 5.3, podemos então definir:

- Vazio – entre as 22h00 e as 8h00
- Fora do Vazio – entre as 8h00 e as 22h00

Tabela 5.3: Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental [44].

	Período de Inverno	Período de Verão
Ponta	09h00 - 10h30	10h30 - 13h00
	18h00 - 20h30	19h30 - 21h00
Cheias	08h00 - 09h00	08h00 - 10h30
	10h30 - 18h00	13h00 - 19h30
Vazio Normal	20h30 - 22h00	21h00 - 22h00
	06h00 - 08h00	06h00 - 08h00
Super Vazio	22h00 - 02h00	22h00 - 02h00
	02h00 - 06h00	02h00 - 06h00

5.3 Perfil de Produção Fotovoltaico

Os dados por hora da irradiação solar foram obtidos através do software PVGIS. Os dados da irradiação solar usados pelo PVGIS consistem em valores para cada hora durante um período de vários anos, com base em dados de satélites. Desta maneira, este software permite descarregar o conjunto de dados por hora para a irradiação solar para a região geográfica desejada. Para melhor entender o impacto da produção fotovoltaica, foram estudadas três localidades distintas: Porto, Lisboa e Faro.

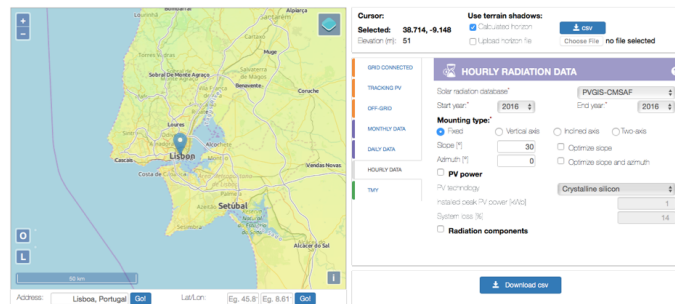


Figura 5.6: Software PVGIS para a obtenção dos dados da irradiação solar [7].

Depois de descarregados os dados, através da expressão 5.2, foi calculada a autoprodução para cada hora:

$$AP = A \times r \times H \times PR \quad (5.2)$$

Onde:

- AP – Autoprodução na hora t, expressa em kWh;
- A – Área total dos painéis, expressa em m²;
- r – Eficiência de um painel solar. É calculado através da relação entre a potência de um painel e a área tendo em conta o número de células e as suas dimensões;
- H – Irradiação solar na hora t, expressa em W/m²;

- PR – Coeficiente de perdas, com o valor de 0,75.

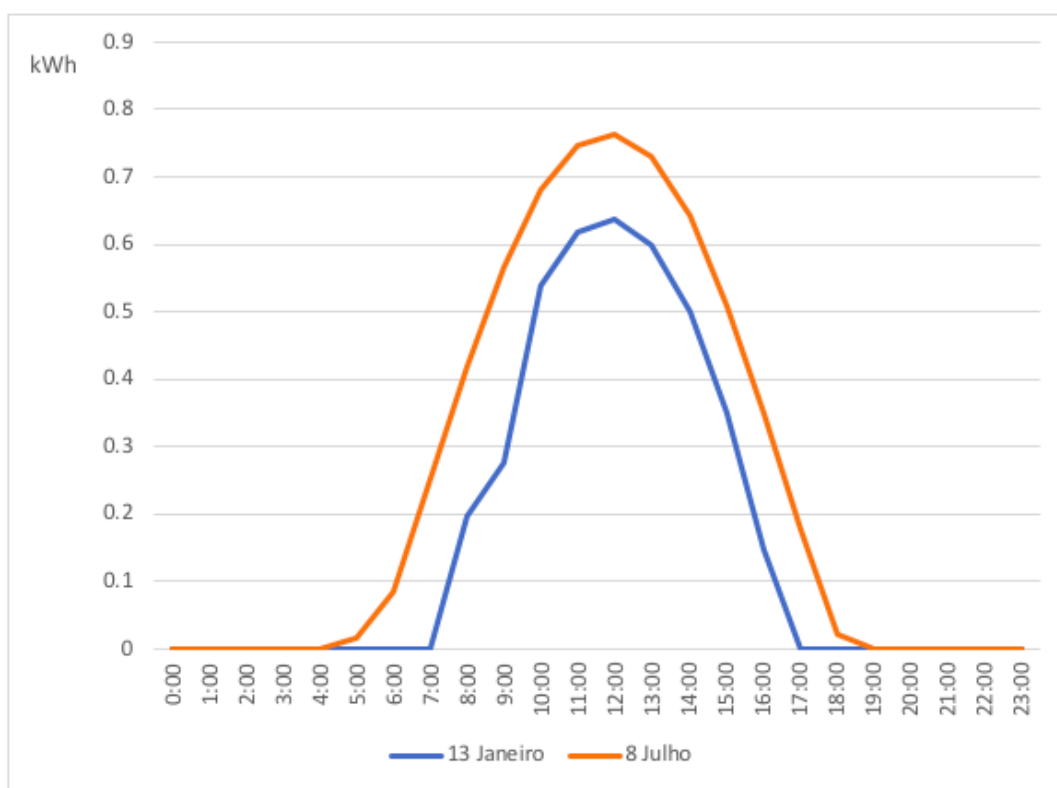


Figura 5.7: Comparação da produção fotovoltaica entre um dia de Inverno e um dia de Verão em Lisboa.

Como seria de esperar, o Verão apresenta níveis de produção fotovoltaica superiores aos dias de Inverno devido ao tempo da exposição solar. Durante os meses de Verão, a produção de energia elétrica ocorre a partir das 5h00 até às 19h00. No caso dos meses de Inverno, ocorre entre as 7h00 e as 17h00. O máximo da produção fotovoltaica é atingido durante o meio-dia em qualquer mês do ano, isto é justificado pela orientação a sul dos painéis solares.

5.4 Operação do Sistema

Para melhor entender a operação do sistema e antes da descrição técnica do modelo utilizado, é importante perceber o fluxo de energia em casos onde a autoprodução é superior ao consumo ou vice-versa, onde a autoprodução não é suficiente para satisfazer a necessidade do consumo da habitação.

Como podemos analisar pela figura 5.8, em situações onde a produção fotovoltaica é superior ao consumo, a bateria vai armazenar o excesso de energia. Este fluxo de energia é convertido de corrente alternada para corrente contínua através do inversor carregador. Quando a bateria atinge a sua capacidade de armazenamento, o excesso de energia é injetado na RESP.

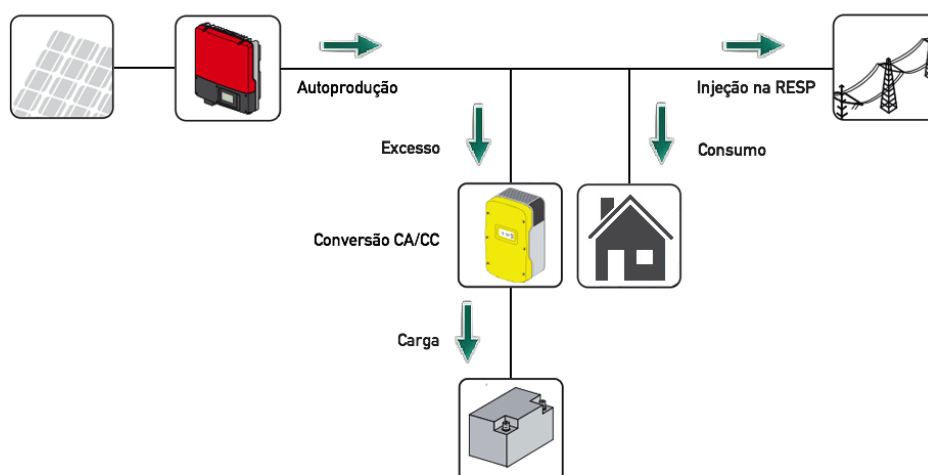


Figura 5.8: Esquema representativo quando o sistema carrega a bateria.

No caso onde a produção fotovoltaica não é suficiente para alimentar o consumo, dá-se prioridade à energia armazenada na bateria para satisfazer essa necessidade. O fluxo de energia é então convertido de corrente contínua para corrente alternada com uma eficiência de descarga no inversor carregador. Se a energia que estiver armazenada não for suficiente para cobrir esse déficit, é consumida energia através da RESP. A figura 5.9 ilustra esta situação.

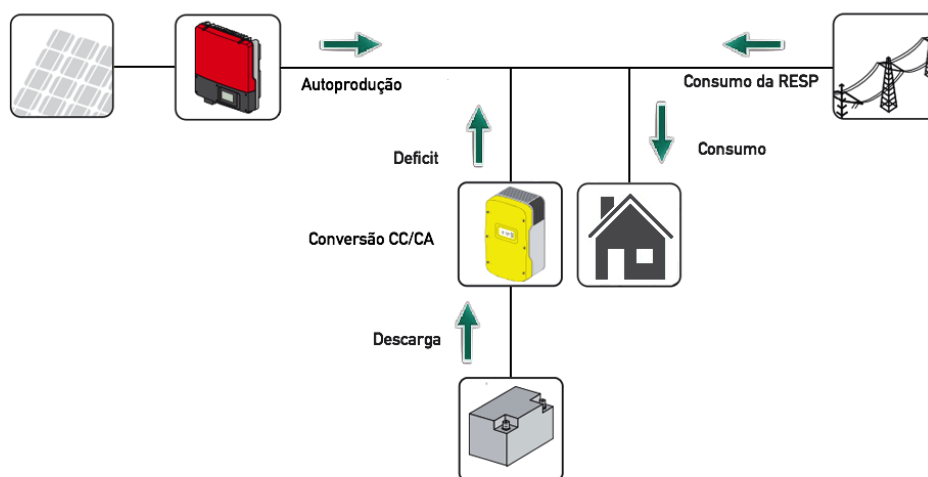


Figura 5.9: Esquema representativo quando o sistema descarrega a bateria.

5.4.1 Unidade de Armazenamento

O sistema de baterias armazena o excesso de energia resultante do sistema de produção fotovoltaico durante as horas de pico de geração e descarrega a energia consoante as necessidades de consumo, providenciando assim uma solução ideal para o autoconsumo fotovoltaico e reduzindo também, a dependência de energia elétrica da RESP.

Foi implementado um modelo para quantificar o potencial de pequenas unidades de bateria para fornecer um maior autoconsumo. Neste estudo, o sistema de armazenamento modulado foi baseado numa bateria de íões de lítio com cátodo de fosfato de lítio-ferro (LiFePO_4), em detrimento das baterias de chumbo-ácido, visto que o seu desempenho e tempo de vida são superiores, como já analisado no capítulo anterior.

Para prolongar a vida útil da bateria, limitou-se o estado de carga (SOC – *State Of Charge*) em 20% para o estado de carga mínimo, e 80% para o seu limite máximo. Deste modo, evitam-se elevados valores de tensão e elevadas profundidades de descarga (DOD), o tempo de envelhecimento da bateria é assim retardado, evitando a sua substituição [45].

Pela ficha técnica do equipamento utilizado, os processos de carga e descarga (roundtrip cell efficiency) estão sujeitos a perdas de 4%. As eficiências associadas ao inversor/carregador, para os processos de conversão CA/CC e CC/CA foram definidas em 95% [46].

O modelo da bateria foi aplicado para intervalos horários, consoante a produção fotovoltaica e o consumo doméstico.

Neste estudo, não foi considerada a auto-descarga da bateria.

5.4.2 Algoritmos para o cálculo das grandezas de energia

5.4.2.1 Sistema de Autoconsumo sem Armazenamento

Para o sistema sem capacidade de armazenamento, as grandezas de energia foram obtidas, para cada intervalo horário, através das seguintes condições:

```
Autoconsumo {
  If ( Consumo > Autoprodução )
    Then Autoconsumo = Autoprodução;
    Else Autoconsumo = Consumo;
}
```

Onde:

- Autoprodução – é a energia produzida na UPAC na hora h ;
- Autoconsumo – é a energia autoconsumida localmente proveniente da UPAC na hora h ;
- Consumo – corresponde às necessidades energéticas do consumidor na hora h .

```
Injeção na RESP {
  If ( Autoprodução – Consumo > 0 )
    Then Injeção na RESP = Autoprodução – Consumo;
    Else Injeção na RESP = 0;
}
```

Onde:

- Injeção na RESP – energia injetada na RESP quando há excedentes de produção na hora h .

Consumo da RESP {

If (Consumo – Autoprodução > 0)

Then Consumo da RESP = Consumo – Autoprodução;

Else Consumo da RESP = 0;

}

Onde:

- Consumo da RESP – energia consumida da RESP quando a produção fotovoltaica não satisfaz as necessidades do consumidor na hora h .

As unidades destas grandezas de energia são todas expressas em kWh.

5.4.2.2 Sistema de Autoconsumo com Armazenamento

Para um sistema com capacidade de armazenar energia, foi implementado o seguinte modelo:

If (Autoprodução > Consumo)

Then Excesso = Autoprodução – Consumo;

If (SOC < SOC_{max}¹)

Then Carrega Bateria;

Else Injeção na RESP = Excesso;

Else Deficit = Consumo – Autoprodução;

If (SOC > SOC_{min}²)

Then Descarrega Bateria;

Else Consumo da RESP = Deficit;

Autoconsumo {

If (Consumo > Autoprodução)

Then Autoconsumo = Autoprodução + Descarga da Bateria;

Else Autoconsumo = Consumo;

}

As unidades destas grandezas de energia são todas expressas em kWh.

¹Caso o estado da carga da bateria atinja o limite máximo (SOC_{max}) durante o processo da carga da bateria, a energia excedente é injetada na RESP, na hora h .

²Caso o SOC mínimo (SOC_{min}) seja atingido durante a descarga da bateria, o déficit de energia é assegurado pela RESP, na hora h .

5.5 Análise Energética

Para avaliar energeticamente o sistema de autoconsumo, dois indicadores devem ser considerados: a taxa de autoconsumo e autossuficiência. Ambos os indicadores devem ser o mais elevado possível.

Autoconsumo é a razão entre a energia consumida pelo consumidor e a energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

Autossuficiência é a relação entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico que foi consumida e as necessidades de energia do consumidor.

Estes dois indicadores foram calculados a partir das expressões 5.3 e 5.4, e referem-se apenas ao primeiro ano da simulação.

$$AC[\%] = \frac{\text{Autoconsumo}}{\text{Autoproducao}} \times 100 \quad (5.3)$$

$$AS[\%] = \frac{\text{Autoconsumo}}{\text{Consumo}} \times 100 \quad (5.4)$$

Onde:

- Autoconsumo - corresponde à energia autoconsumida localmente durante o primeiro ano;
- Autoprodução – é a energia produzida na UPAC durante o primeiro ano;
- Consumo – consumo doméstico anual.

5.6 Análise Económica

Para analisar a viabilidade de um sistema de autoconsumo, é necessário ter também em consideração alguns indicadores económicos. Foram calculados três indicadores para cada configuração do sistema, deste modo, é possível escolher qual a melhor solução para cada caso.

5.6.1 Custos

O investimento inicial é um importante fator para a viabilidade económica de um sistema de autoconsumo. Para o investimento, consideraram-se os preços praticados pela empresa Solar Shop – Transição Simples [47]. Esses preços, os quais não incluem IVA, podem ser consultados na tabela 5.4.

Tabela 5.4: Preço dos sistemas de autoconsumo.

Potência (Wp)	Preço (€)
265	817,80
530	1067,49
795	1365,83
1595	2209,38

Os “kits” de autoconsumo já incluem os módulos, os micro-inversores de rede e a estrutura para a sua instalação.

Para as unidades de armazenamento, foi considerada a bateria Enphase. O preço médio por uma unidade com capacidade de 1,20 kWh é de 1567,49€, sem IVA, o qual já inclui o inversor/carregador.

Definiu-se para o custo da instalação 20% do investimento total do equipamento, e 1,25% para custos de Operação & Manutenção.

5.6.2 Remunerações

Como referido na secção 3.2.5.1, as UPAC com ligação à RESP são remuneradas pela injeção dos excedentes de energia. Devido à volatilidade nos preços do OMIE e, à presente data, não haver registos de todos os valores de 2018, consideraram-se os valores dos últimos 12 meses. Os valores para determinar então a R_{UPAC} , equação 3.1, podem ser consultados na tabela 5.5.

Tabela 5.5: Preços do fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário) [48].

	2018	2017
	(€/MWh)	
Janeiro	51,63	71,52
Fevereiro	54,98	51,39
Março	39,75	43,95
Abril	42,66	44,18
Mai	55,08	47,12
Junho	-	50,22
Julho	-	48,60
Agosto	-	47,43
Setembro	-	49,16
Outubro	-	56,97
Novembro	-	59,36
Dezembro	-	59,49

5.6.3 Indicadores de Rentabilidade

Como referido anteriormente, vários indicadores foram levados em consideração com o objetivo de avaliar o custo-eficácia da implementação deste tipo de sistemas, nomeadamente o VAL (Valor Atual Líquido), o TIR (Taxa Interna de Rendibilidade) e o Payback Period. Estes indicadores foram utilizados neste trabalho para avaliar a viabilidade económica de várias configurações

para um sistema de autoconsumo com e sem baterias em Portugal Continental. Uma breve descrição destes indicadores económicos é explicada nos pontos seguintes.

Para o cálculo destes três indicadores económicos, foi considerada uma taxa de atualização de 5% e um aumento anual do preço da eletricidade de 3,50% [49]. O cálculo para a taxa de inflação anual da eletricidade foi baseado na evolução histórica do preço da eletricidade em Portugal Continental nos últimos 17 anos. Podemos observar essa mesma evolução na figura 5.10. O tempo de vida útil considerado para os sistemas foi de 20 anos.

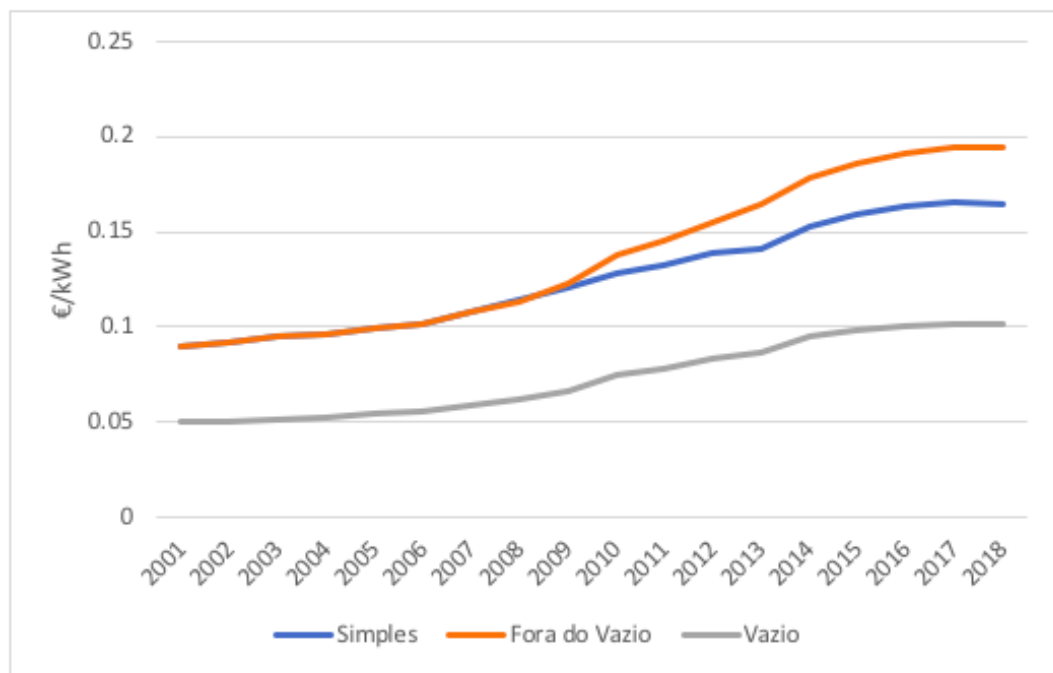


Figura 5.10: Evolução do Preço da Eletricidade em Portugal Continental.

5.6.3.1 VAL – Valor Atual Líquido

O VAL avalia a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo de todos os *cash-flows* atualizados (CF) associados ao projeto à taxa de atualização correspondente.

É calculado através da expressão 5.5.

$$VAL_n = \sum_{k=0}^n \frac{CF_{(in)}(k) - CF_{(out)}(k)}{(1+i)^k} \quad (5.5)$$

O VAL pode retornar valores positivos, negativos ou iguais a zero. Se o VAL retornar um valor positivo, o projeto é economicamente viável, os cash flows gerados cobrem o investimento inicial e ainda geram um excedente financeiro. No caso do VAL ser negativo, o projeto é economicamente inviável, pois os cash flows gerados não permitem cobrir o investimento. Se o seu valor for nulo,

o projeto ainda é economicamente viável, mas não irá gerar excedentes financeiros e há grande probabilidade de o projeto se tornar inviável.

Para o ano 0, considerou-se apenas o investimento total do sistema. $CF_{in}(k)$ representa os fluxos positivos no ano k (remunerações da UPAC, o consumo que se evitou comprar à rede). Os gastos com Operação & Manutenção são representados pelos fluxos negativos – $CF_{out}(k)$, para esse mesmo ano k .

5.6.3.2 TIR – Taxa Interna de Rendibilidade

A TIR é a taxa de juros na qual o VAL de todos os cash flows do investimento é igual a zero. É usada para avaliar a atratividade do projeto. Quando a TIR é menor que a taxa de atualização, entende-se que o investimento não é viável, por outro lado, quando é maior, o investimento é viável. É calculada através da expressão 5.6

$$VAL_n = 0 = \sum_{k=0}^n \frac{CF_{(in)}(k) - CF_{(out)}(k)}{(1 + TIR_n)^k} \quad (5.6)$$

5.6.3.3 Payback Period

O *Payback Period* é o tempo necessário para recuperar o custo do investimento inicial, a partir do qual o projeto começa a gerar lucro. É desejável que o *Payback Period* seja o mais baixo possível. É obtido através do cálculo da expressão 5.7.

$$VAL_n = 0 = \sum_{k=0}^{Payback} \frac{CF_{(in)}(k) - CF_{(out)}(k)}{(1 + i)^k} \quad (5.7)$$

5.7 Casos de Estudo

De forma a abraçar uma maior variedade de consumidores, e de maneira a compreender a influência que um sistema de autoconsumo pode provocar, foram considerados 4 casos de estudo. Primeiramente, foram considerados sistemas de autoconsumo sem capacidade de armazenamento. Estudou-se como a escolha do regime tarifário pode causar impacto na redução da fatura elétrica. Como referido na secção 5.1, definiram-se três perfis de consumo, que correspondem a três situações com necessidades energéticas distintas de forma a poder tirar conclusões sobre a influência do tipo de agregado familiar na viabilidade da instalação de uma solução deste tipo. A influência da localização geográfica também foi considerada, realizaram-se simulações para as localidades Porto, Lisboa e Faro. Por fim, realizaram-se simulações para analisar a possibilidade da implementação de sistemas dotados de armazenamento.

Tabela 5.6: Casos de Estudo.

Cenário	Consumidor (kWh)			Localização			Regime Tarifário		Bateria
	2000	3600	5800	Porto	Lisboa	Faro	Simples	Bi-horário	
1		x			x		x	x	
2	x	x	x		x			x	
3		x		x	x	x		x	
4	x	x	x	x	x	x		x	x

5.8 Conclusões

Neste capítulo foi explicada e detalhada a metodologia adotada. Foram considerados os perfis de consumo disponibilizados pela ERSE. Os perfis de produção fotovoltaica foram criados com base nos valores da irradiação solar fornecidos pela ferramenta PVGIS.

Em relação aos custos associados ao projeto, os preços dos equipamento foram os praticados pela loja online Solar Shop - Transição Simples, com uma instalação e O&M de 20% e 1,25% do investimento total respetivamente.

Posteriormente, foi descrito o modelo e algoritmo implementado no *Microsoft Office Excel*.

Foram apresentados os casos de estudos e como irão ser avaliados com base em indicadores energéticos e económicos para um período de investimento de 20 anos.

Capítulo 6

Análise e Discussão de Resultados

Após a descrição da metodologia implementada no *Microsoft Office Excel*, neste capítulo são analisados os resultados obtidos das simulações realizadas. Primeiramente estudou-se a influência da escolha do regime tarifário num sistema de autoconsumo. Posteriormente, foi analisada a influência do agregado familiar e da localização geográfica do sistema. Em seguida, realizaram-se simulações considerando a implementação de baterias no sistema de autoconsumo. Para finalizar, foi feita uma análise económica entre os sistemas de autoconsumo com e sem armazenamento.

6.1 Caso de Estudo 1 – Influência do Regime Tarifário

Este primeiro caso de estudo tem como objetivo analisar a influência da escolha do regime tarifário: tarifa simples ou tarifa bi-horária. Para o sistema de autoconsumo foi considerado o consumidor 2, com um consumo anual de 3600 kWh localizado em Lisboa, com uma UPAC com potência instalada de 795 Wp.

Tabela 6.1: Resultados das simulações para o caso de estudo 1.

Regime Tarifário	Localização	Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	VAL	TIR	Payback (anos)
Simples Bi-horário	Lisboa	3600	795	€ 1 465,56	12%	10,82
				€ 2 031,61	14%	9,18



Figura 6.1: Comparação das faturas elétricas entre os dois regimes tarifários.

Após uma análise sobre a tabela 6.1 e a figura 6.1, facilmente se conclui que é mais vantajoso optar pela tarifa bi-horária. O regime bi-horário origina valores mais baixos na fatura elétrica, poupando, para este caso, cerca de 50€ anuais, conduzindo desta maneira, a um TIR e VAL mais elevados, e um retorno do investimento em menos tempo. Esta diferença nas faturas elétricas, é mais acentuada durante os meses de Verão, visto que a produção fotovoltaica é superior à dos meses de Inverno. A tarifa bi-horária é então mais rentável para sistemas de autoconsumo fotovoltaicos, visto que é nas horas foras de vazio, onde a tarifa é mais cara, que se conseguirá autoconsumir uma parte significativa dos consumos durante o dia. Durante as horas do vazio compra energia à RESP, que comparativamente com a tarifa simples, o preço por kWh é mais baixo. Com base nestes resultados, assumiu-se tarifa bi-horária para os restantes casos de estudo.

6.2 Caso de Estudo 2 – Influência do Tipo de Consumidor

Este caso de estudo é focado em três perfis diferentes de consumo e o seu impacto no projeto da solução ótima do sistema. Foi escolhida a cidade de Lisboa para as simulações.

Tabela 6.2: Resultados das simulações para o caso de estudo 2.

Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
2000	265	100,00%	20,38%	€ 242,67	7%	16,26
	530	79,32%	32,34%	€ 844,52	10%	12,3
	795	59,39%	36,32%	€ 829,79	9%	13,43
	1595	33,50%	40,98%	€ 412,88	6%	17,28
3600	265	100,00%	11,32%	€ 242,67	7%	16,26
	530	99,87%	22,62%	€ 1 420,74	13%	9,78
	795	88,26%	29,98%	€ 2 031,61	14%	9,18
	1595	54,65%	37,13%	€ 2 134,81	11%	12,19
5800	265	100,00%	7,03%	€ 242,67	7%	16,26
	530	100,00%	14,06%	€ 1 424,29	13%	9,76
	795	99,99%	21,08%	€ 2 525,15	16%	8,14
	1595	77,61%	32,73%	€ 4 032,01	16%	8,13

Como podemos observar pelos resultados obtidos das simulações, diferentes perfis de consumo originam soluções ótimas diferentes, apesar de todas as configurações serem economicamente viáveis. No geral, a TIR aumenta com o aumento do consumo anual de energia, já que um consumo anual maior geralmente leva a uma maior taxa de autoconsumo e, portanto, maior lucro e um tempo de retorno do investimento menor. Dentro do mesmo perfil de consumo, também existem variações da TIR. Esta situação pode ser explicada por diferentes correlações naturais entre os perfis de carga e de produção, resultando em taxas de autoconsumo diferentes e lucratividade, ou seja, elevadas potências de pico instaladas não refletem melhores resultados económicos, pois irá originar excessos de produção que não compensam o investimento.

Com base nestes resultados, assumiram-se as configurações dos sistemas de autoconsumo dos quais resultam as soluções ótimas destas simulações para o último caso de estudo.

6.3 Caso de Estudo 3 – Influência da Localização Geográfica

Este caso de estudo procura analisar o impacto que a localização geográfica tem na viabilidade económica de um sistema de autoconsumo. Foram realizadas simulações em três cidades portuguesas com características distintas: Porto, Lisboa e Faro.

Tabela 6.3: Resultados das simulações para o caso de estudo 3.

Localização	Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
Porto	3600	530	99,90%	21,56%	€ 1 271,04	12%	10,34
		795	89,31%	28,29%	€ 1 794,28	13%	9,81
		1595	55,59%	35,38%	€ 1 861,38	10%	11,87
Lisboa		530	99,87%	22,62%	€ 1 420,74	13%	9,78
		795	88,26%	29,98%	€ 2 031,61	14%	9,18
		1595	54,65%	37,13%	€ 2 134,81	11%	12,19
Faro		530	99,73%	25,61%	€ 1 837,75	15%	8,49
		795	85,66%	32,99%	€ 2 474,20	16%	8,2
		1595	51,12%	39,38%	€ 2 568,37	12%	10,24

Mediante os resultados obtidos, as três cidades apresentam soluções economicamente viáveis. Para as três cidades, a solução ótima para este tipo de consumidor continua a ser o sistema com uma potência instalada de 795 Wp, TIR mais elevada e com períodos de recuperação do investimento menores. Também se verifica que com o aumento da potência instalada da UPAC, os valores atualizados em 20 anos também aumentam. Verifica-se, porém, que é nas cidades mais a sul que os sistemas de autoconsumo com produção fotovoltaica são mais aliciantes. Com o mesmo investimento, o consumidor consegue gerar lucro mais rapidamente e ter um VAL e TIR superiores, o que é facilmente justificado pela exposição solar a que as três localidades analisadas estão sujeitas. A Figura 6.2 apresenta as curvas de produção fotovoltaica para as três localidades durante o ano e, como seria de esperar, Faro apresenta maiores níveis de produção durante todo o ano, no que resulta em taxas de autossuficiência superiores às das cidades mais a norte, e taxas de autoconsumo inferiores. Como a produção de energia é superior, há energia que não é consumida e é injetada na RESP, traduzindo assim num decréscimo das taxas de autoconsumo.

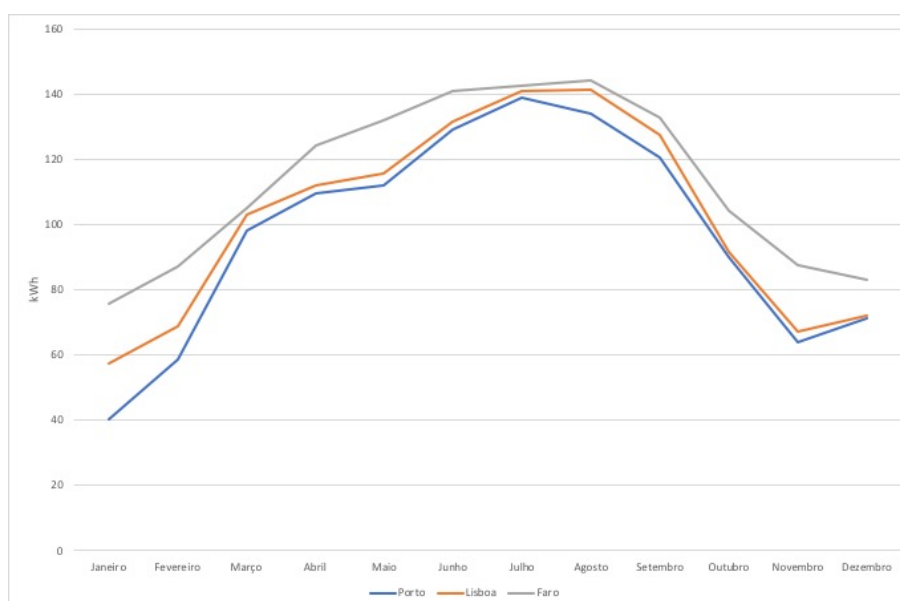


Figura 6.2: Curvas de produção fotovoltaica durante o ano para as cidades do Porto, Lisboa e Faro.

6.4 Caso de Estudo 4 – Sistemas de Autoconsumo com Armazenamento

Este caso de estudo tem como propósito analisar sistemas de autoconsumo com armazenamento. Foram realizadas simulações para os três perfis de consumo e para as três localidades. Os resultados obtidos apresentam-se nas tabelas 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8 e 6.9.

Tabela 6.4: Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo sem armazenamento na cidade do Porto.

Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
2000	530	80,59%	30,56%	€ 703,85	9%	13,14
3600	795	89,31%	28,29%	€ 1 794,28	13%	9,81
5800	1595	78,93%	30,95%	€ 3 620,55	15%	8,66

Tabela 6.5: Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo com armazenamento na cidade do Porto.

Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	Bateria (kWh)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
2000	530	1,2	97,02%	37,34%	-€ 1 428,76	1%	>20
		2,4	98,55%	38,13%	-€ 3 966,07	-4%	>20
3600	795	1,2	98,78%	31,68%	-€ 383,16	4%	>20
		2,4	99,34%	32,03%	-€ 2 931,38	-1%	>20
5800	1595	1,2	86,55%	34,01%	€ 1 613,37	8%	14,98
		2,4	92,47%	36,39%	-€ 501,38	4%	>20

Tabela 6.6: Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo sem armazenamento na cidade de Lisboa.

Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
2000	530	79,32%	32,34%	€ 844,52	10%	12,3
3600	795	88,26%	29,98%	€ 2 031,61	14%	9,18
5800	1595	77,61%	32,73%	€ 4 032,01	16%	8,13

Tabela 6.8: Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo sem armazenamento na cidade de Faro.

Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
2000	530	76,04%	35,15%	€ 1 085,20	11%	11,05
3600	795	85,66%	32,99%	€ 2 474,20	16%	8,2
5800	1595	74,25%	35,50%	€ 4 726,57	17%	7,36

Tabela 6.7: Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo com armazenamento na cidade de Lisboa.

Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	Bateria (kWh)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
2000	530	1,2	96,68%	39,42%	-€ 1 267,80	1%	>20
		2,4	98,12%	40,00%	-€ 3 818,93	-4%	>20
3600	795	1,2	98,26%	33,38%	-€ 145,59	5%	>20
		2,4	98,93%	33,61%	-€ 2 708,26	0%	>20
5800	1595	1,2	85,35%	35,99%	€ 2 063,37	9%	14
		2,4	91,23%	38,48%	-€ 31,78	5%	>20

Tabela 6.9: Resultados das simulações para um sistema de autoconsumo com armazenamento na cidade de Faro.

Consumidor (kWh)	UPAC (Wp)	Bateria (kWh)	AC	AS	VAL	TIR	Payback (anos)
2000	530	1,2	95,43%	44,11%	-€ 900,69	2%	>20
		2,4	97,84%	45,22%	-€ 3 415,79	-2%	>20
3600	795	1,2	97,42%	37,52%	€ 435,18	6%	17,94
		2,4	98,70%	38,02%	-€ 2 094,81	1%	>20
5800	1595	1,2	82,35%	39,37%	€ 2 870,92	10%	12,5
		2,4	88,92%	42,52%	€ 907,04	6%	17,67

Como podemos constatar, para o perfil de consumo mais baixo, que representa um solteiro, nenhuma das soluções com armazenamento é economicamente viável. Todos os indicadores económicos assim o indicam, com valores atualizados em 20 anos negativos e taxas de rendibilidade inferiores à taxa de desconto.

Analisando o perfil de consumo que representa um casal, 3600 kWh, os resultados continuam a não ser os mais desejáveis. Apenas na cidade de Faro, o sistema com uma bateria de 1,2 kWh instalada, apresenta resultados um pouco mais satisfatórios, com um VAL de 435,18 € em 20 anos, uma TIR com apenas 6% e um retorno do investimento em quase 18 anos. Deste modo, um casal não terá qualquer vantagem em investir em sistemas de autoconsumo dotados de armazenamento.

Para um agregado familiar de quatro pessoas, representado pelo terceiro perfil de consumo, as soluções viáveis englobam os sistemas de autoconsumo com capacidade de armazenamento de 1,2 kWh, destacando-se a cidade de Faro onde a solução com armazenamento de 2,4 kWh também é economicamente viável, apesar dos indicadores económicos não se revelarem atrativos, com um valor atualizado em 20 anos de 907,04 €, uma TIR de 6% e um retorno do investimento em quase 18 anos. Desta maneira, podemos concluir que configurações que envolvem baterias com capacidades superiores a 1,2 kWh não são lucrativos para este tipo de consumidores.

6.4.1 Análise: Sem Armazenamento Vs. Com Armazenamento

O propósito desta secção é fazer uma análise comparativa entre as duas configurações dos sistemas de autoconsumo: com e sem capacidade de armazenamento. Foi considerada a cidade

de Faro, a qual originou resultados económicos mais satisfatórios, para o perfil de consumo que representa uma família de quatro pessoas. A UPAC tem uma potência instalada de 1,59 kWp. Para o sistema de autoconsumo com capacidade de armazenamento, considerou-se a bateria de 1,2 kWh. A tabela 6.10 apresenta os valores mensais obtidos para o consumo da habitação e da produção fotovoltaica.

Tabela 6.10: Valores de Consumo e Autoprodução mensais para um ano.

	Consumo (kWh)	Autoprodução (kWh)
Janeiro	622,31	151,11
Fevereiro	529,59	174,43
Março	507,10	266,31
Abril	439,10	248,20
Mai	427,11	263,48
Junho	420,92	281,79
Julho	457,77	284,79
Agosto	462,72	288,35
Setembro	424,86	265,41
Outubro	437,72	208,30
Novembro	476,64	175,01
Dezembro	594,11	165,99
Total	5800	2773,18

Para o sistema de autoconsumo sem capacidade de armazenamento, dos 2773,18 kWh produzidos, cerca de 2059,08 kWh são autoconsumidos, representando assim uma taxa de autoconsumo de 74,25% e uma taxa de autossuficiência de 35,50%, sendo a restante energia injetada na RESP. Nos meses de Verão, como seria de esperar, os valores da autoprodução são mais elevados, resultando assim em valores superiores de autoconsumo e de energia injetada na RESP relativamente aos meses de Inverno. A Figura 6.3 representa a evolução destas grandezas ao longo do ano.

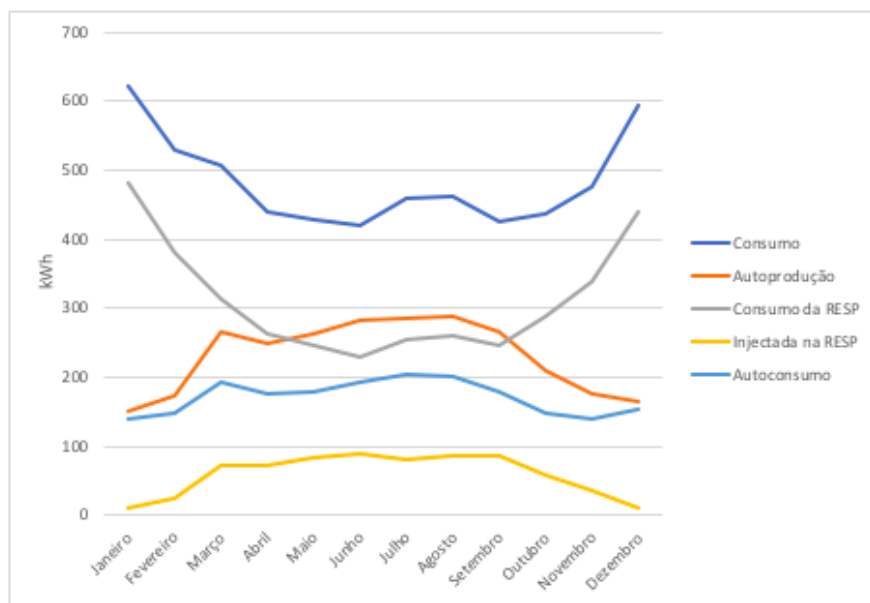


Figura 6.3: Grandezas de energia durante um ano para um sistema de autoconsumo sem armazenamento.

Agora analisando o comportamento do sistema com bateria instalada, representado na Figura 6.4, cerca de 224,87 kWh foram armazenados ao longo do ano, elevando assim as taxas de autoconsumo e autossuficiência para 82,35% e 39,37% respectivamente. Verificou-se que o sistema continuou a injetar energia na RESP todos os meses do ano.

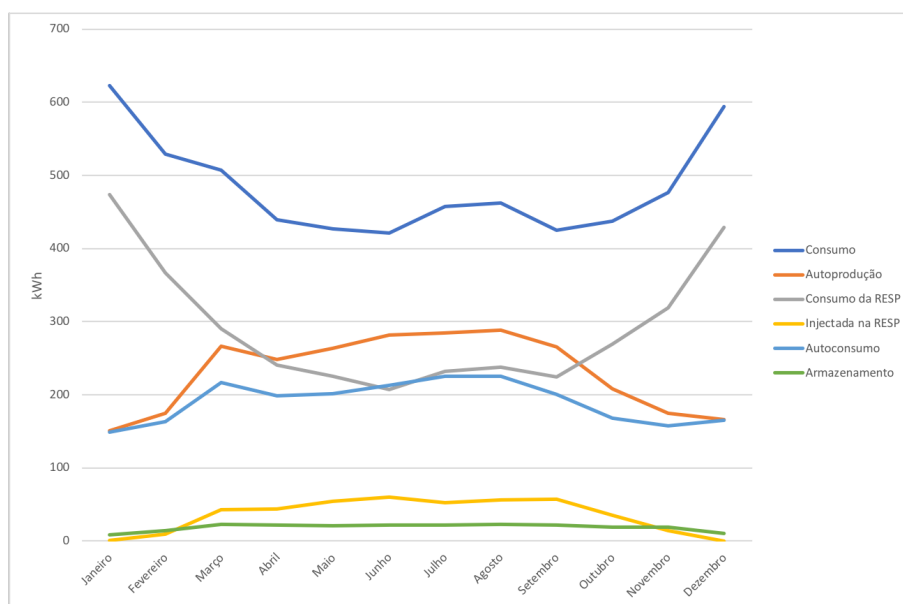


Figura 6.4: Grandezas de energia durante um ano para um sistema de autoconsumo com armazenamento.

As figuras 6.5, 6.6, 6.7 e 6.8 representam o comportamento das grandezas de energia para dois dias distintos do ano: um dia de Inverno e um dia de Verão.

No dia 13 de janeiro verifica-se um período, entre as 9h00 e as 14h00, em que a curva da energia de autoprodução é superior à curva da energia do consumo. Durante este período, os excessos da produção fotovoltaica são injetados na RESP, no caso do sistema sem armazenamento, enquanto que no sistema com bateria essa energia é armazenada e consumida, evitando assim a compra de energia da rede.

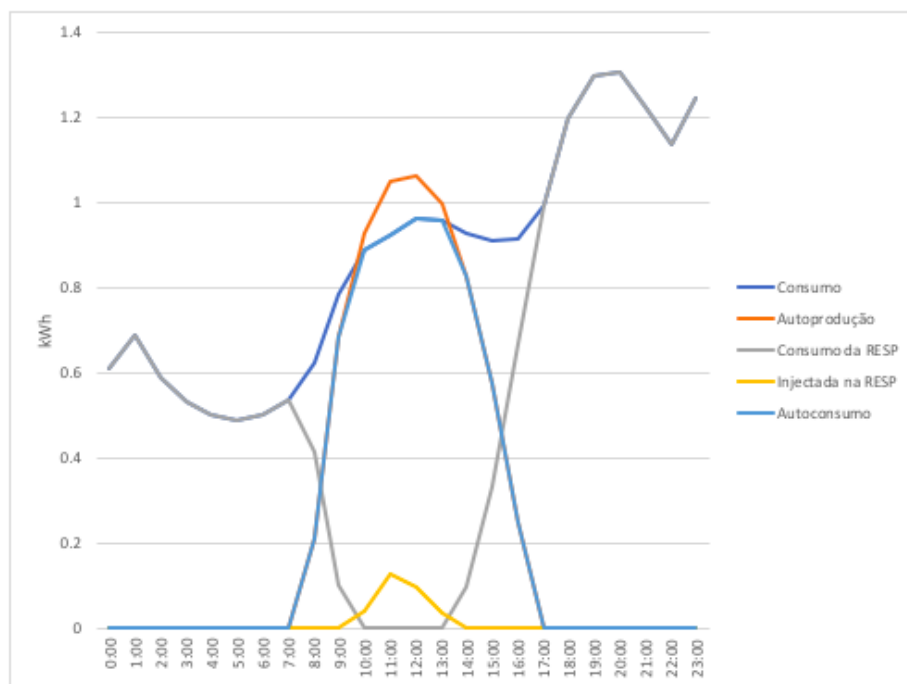


Figura 6.5: Evolução das grandezas de energia durante o dia 13 de janeiro para um sistema de autoconsumo sem armazenamento.

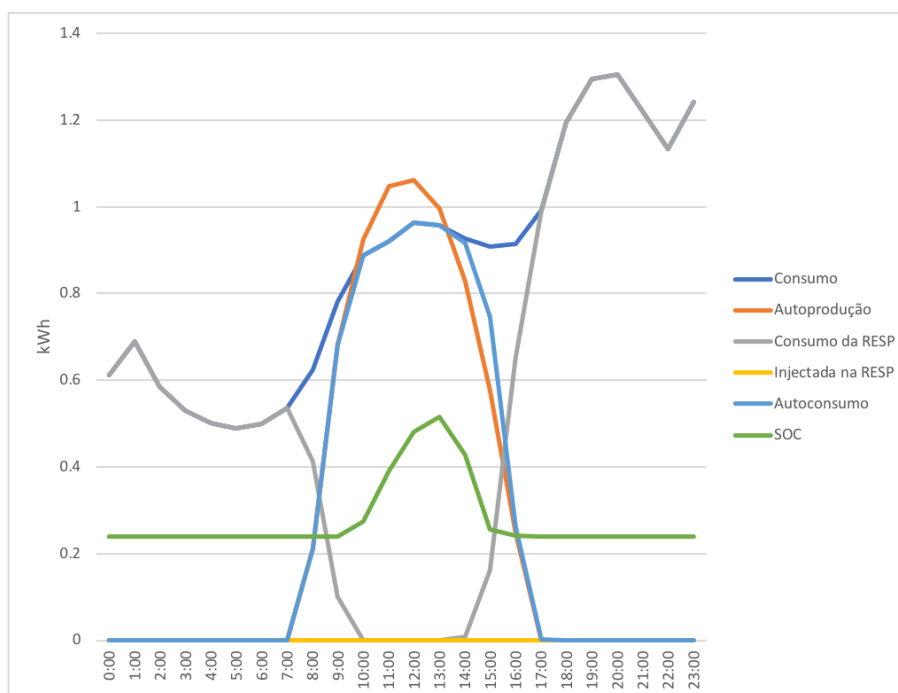


Figura 6.6: Evolução das grandezas de energia durante o dia 13 de janeiro para um sistema de autoconsumo com armazenamento.

No dia 8 de julho, dado que os níveis da irradiação solar são mais elevados, a curva da energia de autoprodução vai ter um pico mais acentuado durante as horas de maior exposição solar e, consequentemente, níveis de autoconsumo superiores. Durante esse período, entre as 7h00 e as 16h00, em ambos os sistemas, parte da energia autoproduzida é injetada na RESP. Na configuração dotada de bateria, a energia foi armazenada até atingir os 80% da capacidade e, posteriormente, consumida até o estado da carga atingir os 20% da capacidade da bateria, verificando-se assim um aumento da energia autoconsumida.

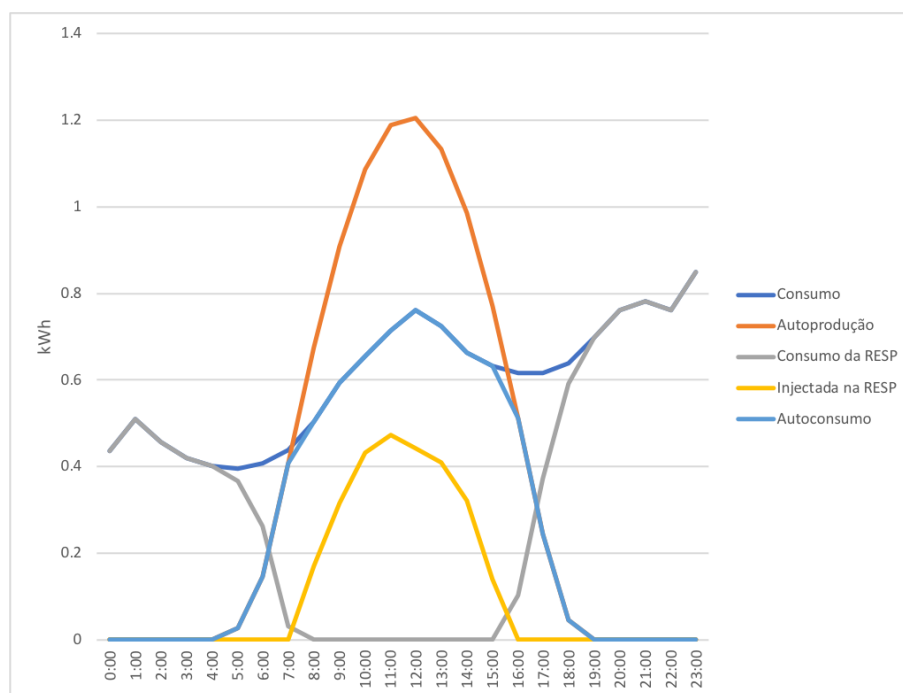


Figura 6.7: Evolução das grandezas de energia durante o dia 8 de julho para um sistema de autoconsumo sem armazenamento.

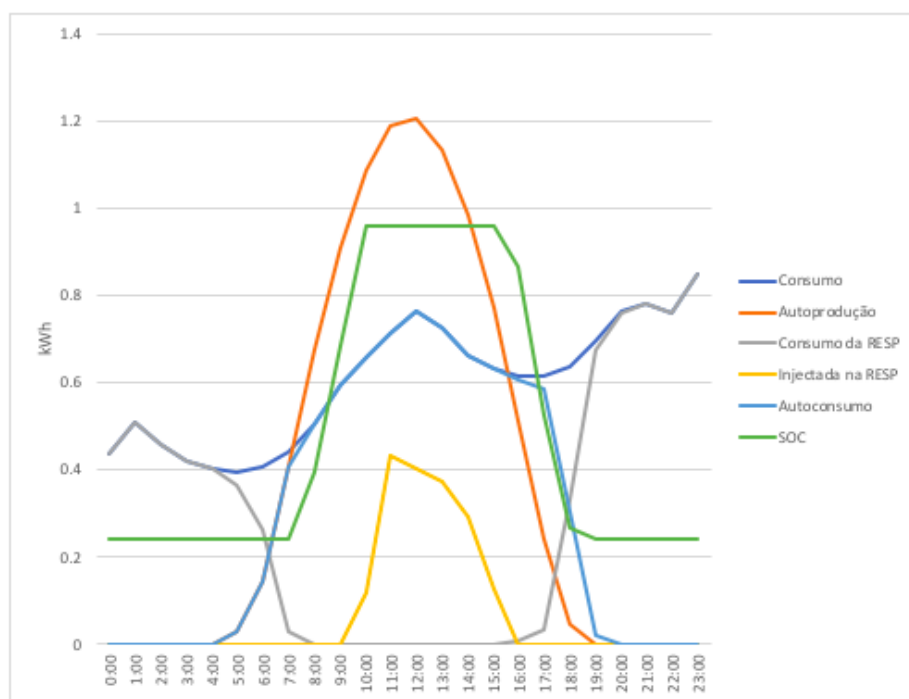


Figura 6.8: Evolução das grandezas de energia durante o dia 8 de julho para um sistema de autoconsumo com armazenamento.

Como já referido na secção 5.6.1, o custo de investimento associados a estes sistemas são de

3159,41 € para um sistema de autoconsumo sem armazenamento, e de 5400,92 € para um com capacidade de armazenar energia. Nas tabelas 6.11 e 6.12 são apresentados os valores das faturas elétricas por mês e a poupança associada para as duas configurações.

Tabela 6.11: Valores das faturas elétricas por mês para o sistema sem armazenamento.

Mês	Fatura Sem UPAC (€)	Fatura Com UPAC (€)	O&M (€)	Remuneração UPAC (€)	Poupança (€)
Janeiro	124,83	91,21	3,29	0,49	30,82
Fevereiro	106,05	70,66	3,29	1,24	33,34
Março	101,67	56,36	3,29	2,58	44,59
Abril	88,15	47,44	3,29	2,75	40,17
Mai	85,58	44,39	3,29	4,13	42,03
Junho	84,08	40,31	3,29	4,07	44,54
Julho	91,24	44,49	3,29	3,55	47,02
Agosto	92,32	45,83	3,29	3,69	46,89
Setembro	85,19	43,91	3,29	3,81	41,80
Outubro	88,22	53,56	3,29	3,02	34,39
Novembro	96,24	63,55	3,29	1,91	31,31
Dezembro	119,27	82,45	3,29	0,62	34,15
Total	€1 162,91	€684,22	€39,49	€31,93	€471,12

Tabela 6.12: Valores das faturas elétricas por mês para o sistema com armazenamento.

Mês	Fatura Sem UPAC (€)	Fatura Com UPAC (€)	O&M (€)	Remuneração UPAC (€)	Poupança (€)
Janeiro	124,83	89,19	5,62	0,04	30,06
Fevereiro	106,05	67,36	5,62	0,45	33,51
Março	101,67	50,93	5,62	1,54	46,65
Abril	88,15	42,23	5,62	1,67	41,97
Mai	85,58	39,27	5,62	2,71	43,39
Junho	84,08	35,14	5,62	2,73	46,05
Julho	91,24	39,22	5,62	2,28	48,67
Agosto	92,32	40,27	5,62	2,38	48,80
Setembro	85,19	38,74	5,62	2,52	43,35
Outubro	88,22	48,99	5,62	1,78	35,38
Novembro	96,24	59,10	5,62	0,75	32,26
Dezembro	119,27	79,91	5,62	0,00	33,74
Total	€1 162,91	€630,40	€67,51	€18,90	€483,90

É com base nestes resultados que foi feita a previsão e análise económica para os anos seguintes. Nas tabelas 6.13 e 6.14 são apresentadas as previsões económicas para os próximos 20 anos.

Tabela 6.13: Previsões económicas para o sistema sem armazenamento.

Ano	Fatura Sem UPAC	Fatura Com UPAC	O&M	Remuneração UPAC	Cash-Flows	Cash-Flows Acumulados e Atualizados
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
0					-3159,41	-3159,41
1	1162,90	684,22	39,49	31,92	471,11	-2710,73
2	1203,60	708,17	39,49	31,92	487,87	-2268,21
3	1245,73	732,95	39,49	31,92	505,21	-1831,79
4	1289,33	758,60	39,49	31,92	523,15	-1401,39
5	1334,46	785,16	39,49	31,92	541,73	-976,92
6	1381,16	812,64	39,49	31,92	560,95	-558,33
7	1429,50	841,08	39,49	31,92	580,85	-145,52
8	1479,54	870,52	39,49	31,92	601,45	261,55
9	1531,32	900,99	39,49	31,92	622,76	663,01
10	1584,92	932,52	39,49	31,92	644,83	1058,87
11	1640,39	965,16	39,49	31,92	667,66	1449,23
12	1697,80	998,94	39,49	31,92	691,29	1834,17
13	1757,23	1033,90	39,49	31,92	715,75	2213,76
14	1818,73	1070,09	39,49	31,92	741,07	2588,05
15	1882,38	1107,54	39,49	31,92	767,27	2957,12
16	1948,27	1146,31	39,49	31,92	794,39	3321,04
17	2016,46	1186,43	39,49	31,92	822,46	3679,88
18	2087,03	1227,95	39,49	31,92	851,51	4033,70
19	2160,08	1270,93	39,49	31,92	881,58	4382,58
20	2235,68	1315,41	39,49	31,92	912,70	4726,57

Tabela 6.14: Previsões económicas para o sistema com armazenamento.

Ano	Fatura sem UPAC	Fatura com UPAC	O&M	Remuneração UPAC	Cash Flows	Cash Flows Acumulados e Atualizados
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
0					-5400,92	-5400,92
1	1162,90	630,39	67,51	18,90	483,90	-4940,06
2	1203,60	652,46	67,51	18,90	502,53	-4484,24
3	1245,73	675,29	67,51	18,90	521,82	-4033,47
4	1289,33	698,93	67,51	18,90	541,79	-3587,73
5	1334,46	723,39	67,51	18,90	562,45	-3147,03
6	1381,16	748,71	67,51	18,90	583,84	-2711,36
7	1429,50	774,92	67,51	18,90	605,98	-2280,70
8	1479,54	802,04	67,51	18,90	628,89	-1855,04
9	1531,32	830,11	67,51	18,90	652,60	-1434,37
10	1584,92	859,16	67,51	18,90	677,14	-1018,66
11	1640,39	889,23	67,51	18,90	702,54	-607,89
12	1697,80	920,36	67,51	18,90	728,83	-202,05
13	1757,23	952,57	67,51	18,90	756,04	198,89
14	1818,73	985,91	67,51	18,90	784,21	594,97
15	1882,38	1020,42	67,51	18,90	813,35	986,21
16	1948,27	1056,13	67,51	18,90	843,52	1372,64
17	2016,46	1093,10	67,51	18,90	874,75	1754,29
18	2087,03	1131,36	67,51	18,90	907,07	2131,20
19	2160,08	1170,95	67,51	18,90	940,51	2503,39
20	2235,68	1211,94	67,51	18,90	975,13	2870,92

Perante estes resultados, foram calculados os indicadores económicos para os dois sistemas:

Tabela 6.15: Indicadores económicos para as duas configurações.

	Sistema Sem Armazenamento	Sistema Com Armazenamento
VAL	€ 4 726,57	€ 2 870,92
TIR	17%	10%
Poupança Média Anual	€ 511,31	€ 434,30
Payback (anos)	7,36	12,5

Através destes resultados, podemos concluir que ambos os sistemas de autoconsumo são economicamente viáveis. Fazendo uma análise comparativa entre as soluções obtidas para os dois tipos de sistemas de autoconsumo, a solução sem armazenamento apresenta melhores resultados. Uma taxa de rentabilidade bastante superior e um período de retorno do investimento consideravelmente mais baixo. Devido ao elevado investimento inicial de um sistema com armazenamento, faz com que o sistema sem essa capacidade seja mais atrativo e mais lucrativo.

6.5 Conclusões

Após uma análise aos resultados obtidos das simulações, são os consumidores com maiores gastos anuais nas faturas da eletricidade que terão melhor rentabilidade com os sistemas de autoconsumo. Também a influência geográfica tem impacto nos resultados económicos. Naturalmente que as cidades localizadas mais a sul de Portugal terão melhores resultados devido a níveis superiores de irradiação solar. Para sistemas de autoconsumo com possibilidade de armazenar energia, nem todos os casos são economicamente viáveis. Verificou-se que só para agregados familiares de 4 pessoas o investimento trará resultados positivos. Também se concluiu que dado o elevado investimento em sistemas com baterias instaladas faz com que os sistemas sem capacidade sejam mais atrativos e lucrativos.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalho Futuro

Nesta dissertação analisou-se a viabilidade económica do armazenamento de energia elétrica em baterias em sistemas de autoconsumo fotovoltaicos em habitações residenciais. Com a constante redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos nos últimos anos, o interesse no seu uso aumentou consideravelmente.

Inicialmente, verificou-se que a escolha da tarifa bi-horária é a mais rentável para sistemas de autoconsumo fotovoltaicos, visto que é nas horas foras de vazio, onde a tarifa é mais cara, que se conseguirá autoconsumir uma parte significativa dos consumos.

Para os perfis de consumo analisados, as taxas de autossuficiência acabam por ser raramente superiores a 40%. Com o aumento da potência instalada das UPAC, as taxas de autoconsumo diminuem enquanto que o VAL aumenta, uma vez que, com mais energia produzida menos será necessário comprar eletricidade à rede. Concluiu-se também que a localização dos sistemas é muito importante, reduzindo o tempo de retorno do investimento em até dois anos em alguns dos casos estudados.

O uso de baterias nos sistemas fotovoltaicos domésticos também foi avaliada. O objetivo da bateria é carregar durante o dia usando a produção fotovoltaica que é excedente e barata, e descarregar durante a noite para evitar importações caras da rede. A instalação de baterias permite aumentar a quantidade de energia fotovoltaica autoconsumida em 25% face aos sistemas convencionais sem esta capacidade de armazenar energia. Devido aos elevados custos de investimento, a viabilidade económica da instalação de sistemas de autoconsumo com armazenamento é claramente reduzida se o sistema não for configurado corretamente. Portanto, uma otimização técnica e económica é altamente recomendada, especialmente em relação à capacidade das baterias. Para os agregados familiares analisados, só se obtiveram resultados positivos para os perfis com consumos anuais elevados.

Pelos resultados obtidos, o armazenamento efetivamente melhora o autoconsumo e a economia durante o ano, mas analisando também o custo do investimento e a falta de uma política de subsídios para a integração desta tecnologia nos domicílios, a curto-prazo este tipo de sistemas não se mostra economicamente vantajoso face aos sistemas sem capacidade de armazenar energia.

No futuro, estes sistemas irão ser cada vez mais interessantes, os preços dos equipamentos parecem continuar em queda e os preços da eletricidade continuam a aumentar.

Com base no trabalho realizado, algumas melhorias ao modelo devem ser implementadas. Como tal, os parâmetros que influenciam o envelhecimento da bateria, como o estado de carga e a resistência interna, deverão ser analisados e incluídos. Várias tecnologias diferentes de baterias também podem ser estudadas e analisadas. Diferentes estratégias de operação e dimensionamento poderão ser consideradas para melhorar a economia e funcionamento das baterias.

Referências

- [1] Directorate-General for Communication (European Commission). Uma energia sustentável, segura e a preços acessíveis para os europeus, 2014.
- [2] N S Lewis e D G Nocera. Renewables 2017, 2017.
- [3] James Watson. European Solar Market Grows 28% in 2017. (February):1–4, 2018.
- [4] SolarPower Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2017-2021. página 60, 2017.
- [5] IEA. Energy Policies of IEA Countries: Portugal. página 162, 2016.
- [6] Energia em Portugal. URL: <http://energiaportugal.pt/pt/energia-em-portugal> [último acesso em 2018-03-23].
- [7] Joint Research Centre European Commission. JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).
- [8] DGEG. Estatísticas rápidas - nº158 - dezembro 2017. 2017.
- [9] APREN. URL: <http://www.apren.pt> [último acesso em 2018-03-22].
- [10] Portal das Energias Renováveis. URL: http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27 [último acesso em 2018-03-22].
- [11] Energlobo. URL: <http://www.energlobo.pt/autoconsumo.html> [último acesso em 2018-03-27].
- [12] SMA. Poupar com o autoconsumo. URL: <http://www.jgduarte.com/download/Autoconsumo.pdf> [último acesso em 2018-03-29].
- [13] Georg Lettner e Hans Auer. Realistic roadmap to PV grid parity in the commercial sector for all target countries. 2013.
- [14] FF Solar. Autoconsumo vs. Pequena Produção. URL: https://www.ffi-solar.com/pdf/UPAC_vs_UPP20170622_pt.pdf [último acesso em 2018-04-08].
- [15] Transição Simples. URL: <http://www.transicaosimples.com/sistemasautonomos.html> [último acesso em 2018-04-08].
- [16] Altoga Green. URL: <http://www.altogagreen.com/sf/if/pt/solar/sistema.htm> [último acesso em 2018-04-08].

- [17] Critical Kinetics. URL: http://critical-kinetics.pt/ENERGIAS_RENOVAVEIS_ACK/sistemas-hibridos-solar-eolicos-diesel-gas.html [último acesso em 2018-04-08].
- [18] Sharp. URL: <https://www.sharp.co.uk/cps/rde/xchg/gb/hs.xsl/-/html/energy-management.htm> [último acesso em 2018-04-06].
- [19] Jochen Hauff e Dennis Rendschmidt. Enabling the European Consumer To Generate Power for Self-Consumption. (November):47, 2011.
- [20] Clean Power. Renewable Self-Consumption. Cheap and clean power at your doorstep. (June):12, 2015.
- [21] Javier Areitio; Toledo e Valerick Cassagne. Self Consumption of PV Electricity. 2013.
- [22] Ministério da Economia. Decreto-Lei nº 68/2002 de 25 de Março. 2002.
- [23] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. 2007.
- [24] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. Decreto-Lei nº 34/2011 de 8 de Março. 2011.
- [25] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei nº 25/2013 de 19 de Fevereiro. 2013.
- [26] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de Outubro. 2014.
- [27] ERSE. Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços 2018 e Parâmetros para o Período de Regulação 2018-2020. 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Documents/Tarifas%20e%20Preços%202018.pdf> [último acesso em 2018-05-06].
- [28] Governo de Portugal. Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída. 2014. URL: <http://www.lusosol.com/pdf/EnquadProdDistri.pdf> [último acesso em 2018-04-07].
- [29] Salvatore Vinci, Nigerian Electricity Regulation Commission, Ministry of Energy, Richard Boampong, Michelle Andrea Phillips, Catherina Cader, Philipp Blechinger, Paul Bertheau, Veit Raisch, M. Moner-Girona, R. Ghanadan, M. Solano-Peralta, I. Kougias, K. Bódis, T. Huld, S. Szabó, Subhes C. Bhattacharyya, Debajit Palit, e IEA. Energy Access Outlook 2017: From poverty to prosperity. 94(March):144, 2017.
- [30] Elena M Krieger, John Cannarella, e Craig B Arnold. A comparison of lead-acid and lithium-based battery behavior and capacity fade in off-grid renewable charging applications. 60:492–500, 2013.
- [31] Abdul Qayoom Jakhrani, Al-Khalid Othman, Andrew Ragai Henry Rigit, Saleem Raza Samo, e Shakeel Ahmed Kamboh. A novel analytical model for optimal sizing of standalone photovoltaic systems. 46(1):675–682, 2012.
- [32] Jiahao Li e Michael A. Danzer. Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems. 258:365–373, jul 2014.
- [33] M Bianchi, L Branchini, C Ferrari, e F Melino. Optimal sizing of grid-independent hybrid photovoltaic-battery power systems for household sector. 136:805–816, 2014.

- [34] IEC. Electrical Energy Storage - White Paper. páginas 1–78, 2011.
- [35] Battery University. URL: <http://batteryuniversity.com/> [último acesso em 2018-04-06].
- [36] Photovoltaic Education Network. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/batteries/battery-characteristics> [último acesso em 2018-04-18].
- [37] Simon Engelke. Rechargeable battery diagram convention. URL: <http://storage4.eu/2013/03/rechargeable-battery-diagram-convention/> [último acesso em 2018-06-18].
- [38] Nirmal Kumar C. Nair e Niraj Garimella. Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration. 42(11):2124–2130, nov 2010.
- [39] Peter J. Hall e Euan J. Bain. Energy-storage technologies and electricity generation. 36(12):4352–4355, dec 2008.
- [40] Ghada Merei, Cornelius Berger, e Dirk Uwe Sauer. Optimization of an off-grid hybrid PV-Wind-Diesel system with different battery technologies using genetic algorithm. 97:460–473, 2013.
- [41] ERSE. Caracterização da procura de energia elétrica em 2018, 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Documents/Caracterizaç~aoProcuraEE2018.pdf> [último acesso em 2018-05-06].
- [42] EDP Distribuição. Perfis de Consumo em Baixa Tensão Especial (BTE), Baixa Tensão Normal A (BTN A), Baixa Tensão Normal B (BTN B), Baixa Tensão Normal C (BTN C) e Iluminação Pública (IP), a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2018 ao abrigo da Diretiva ERSE n.º 1, 2017. URL: https://www.edpdistribuicao.pt/pt/comercializador/DisponibilizacaoDadosdeEnergia/Dados/EDP_Digital_Consumo_2018.xls [último acesso em 2018-05-07].
- [43] EDP Distribuição. Atualização dos perfis de consumo, de produção e de autoconsumo para o ano de 2018. 2017. URL: https://www.edpdistribuicao.pt/pt/comercializador/DisponibilizacaoDadosdeEnergia/Dados/DocMetodologico_PerfisConsumo2018.pdf [último acesso em 2018-05-07].
- [44] ERSE. Ciclo diário para fornecimentos em BTE e BTN em Portugal Continental. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiariofornecBTEBTNpt.aspx> [último acesso em 2018-05-08].
- [45] A. Jossen M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor. Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy. Em *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany*, páginas 3121 – 3127, 2009.
- [46] Enphase Storage System Data Sheet. URL: <https://enphase.com/sites/default/files/downloads/support/ACBattery-DS-EN-UK.pdf> [último acesso em 2018-05-10].
- [47] Solarshop - Transição Simples. URL: <https://www.solarshop.pt/> [último acesso em 2018-05-20].

- [48] OMIE. URL: http://www.omie.es/reports/index.php?report{__}id=311{&}lang=pt{#} [último acesso em 2018-06-14].
- [49] Christoph Kost, Johannes N. Mayer, Jessica Thomsen, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel, Simon Philipps, Sebastian Nold, Simon Lude, Noha Saad, e Thomas Schlegel. Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies. *Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems Ise Levelized*, (November):50, 2013.